

Wasserstoffimporte

Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030

Ein Ergebnis der Themenfelder 1 (Technologien und Infrastrukturen) und 4 (Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle) des Forschungsprojektes SCI4climate.NRW

SCI4climate.NRW ist ein vom Land Nordrhein-Westfalen unterstütztes Forschungsprojekt zur Entwicklung einer klimaneutralen und zukunftsfähigen Industrie im Jahr 2050. Das Projekt ist innerhalb der Initiative IN4climate.NRW verankert und repräsentiert die Seite der Wissenschaft. Das Projekt erforscht die technologischen, ökologischen, ökonomischen, institutionellen und (infra)-strukturellen Systemherausforderungen für produzierende Unternehmen in Nordrhein-Westfalen. Ein transdisziplinärer Prozess mit den Partnerinnen und Partnern aus der Industrie und Wissenschaft erarbeitet gemeinsam mögliche Pfade und deren Auswirkungen hin zu einer klimaneutralen Industrie.



Bibliographische Angaben

Herausgeber: SCI4climate.NRW
Veröffentlicht: November 2021
AutorIn/nen: Bärbel, Egenolf-Jonkmanns; Christoph, Glasner; Ulrich, Seifert (Fraunhofer UMSICHT) / Malte, Küper; Thilo, Schaefer (Institut der deutschen Wirtschaft) / Frank, Merten; Alexander, Scholz; Ansgar, Taubitz (Wuppertal Institut)
Mitarbeit von: Simon, Heck; Steffen, Lange (Wuppertal Institut)
Kontakt: Fraunhofer UMSICHT: christoph.glasner@umsicht.fraunhofer.de
Institut der deutschen Wirtschaft: kueper@iwkoeln.de
Wuppertal Institut: frank.merten@wupperinst.org
Bitte zitieren als: SCI4climate.NRW 2021: Wasserstoffimporte, *Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030, Gelsenkirchen*

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	5
Abkürzungsverzeichnis.....	6
1 Einleitung.....	7
1.1 Hintergrund.....	7
1.2 Die Nationale Wasserstoffstrategie.....	8
2 Chancen und Risiken ausgewählter Importländer.....	9
2.1 Marokko.....	9
2.1.1 Energiepolitische Ambitionen.....	10
2.1.2 H ₂ -Erzeugungspotenziale und –kosten.....	11
2.1.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	12
2.1.4 SWOT-Analyse: Marokko.....	13
2.2 Spanien.....	14
2.2.1 Politische Ambitionen.....	14
2.2.2 H ₂ -Erzeugungspotenziale und -kosten.....	16
2.2.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	16
2.2.4 SWOT-Analyse: Spanien.....	18
2.3 Chile.....	19
2.3.1 Politische Ambitionen.....	19
2.3.2 H ₂ -Erzeugungspotenziale und -kosten.....	21
2.3.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	21
2.3.4 SWOT-Analyse: Chile.....	22
2.4 Niederlande.....	23
2.4.1 Politische Ambitionen.....	23
2.4.2 H ₂ -Erzeugungspotenziale und -kosten.....	25
2.4.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	26
2.4.4 SWOT-Analyse: Niederlande.....	27
2.5 Fazit: Chancen und Risiken ausgewählter Importländer.....	28
3 Transportoptionen für den Import.....	30
3.1 Pipeline.....	30
3.1.1 Umnutzung von Pipelines bis 2030.....	30
3.1.2 Aktuelle Infrastrukturprojekte (Beispiele).....	32
3.1.3 Genehmigungsrechtliche Planungshorizonte für neue Pipelines.....	34

3.1.4	Zwischenfazit: Pipelines	35
3.2	Schiff	35
3.2.1	Verfügbarkeit von Schiffen in Abhängigkeit der Transportmedien	39
3.2.2	Überschlägige Berechnung zur benötigten Anzahl an Schiffen	40
3.2.3	Rechtliche Einschränkungen.....	41
3.2.4	Zwischenfazit: Schiff	42
3.3	Lkw.....	43
3.3.1	Verfügbarkeit von Lkw in Abhängigkeit der Transportmedien	43
3.3.2	Überschlägige Berechnung zur benötigten Anzahl an Lkw	44
3.3.3	Rechtliche Einschränkungen.....	45
3.3.4	Zwischenfazit: Lkw.....	46
3.4	Gesamteffizienz und Kostenrahmen	46
3.5	Zeitstrahl: Transportoptionen	48
3.6	Fazit: Transportoptionen für den Import	49
4	Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen	52
Anhang	54
Methodik – Kapitel 2	54
Methodik – Kapitel 3	56
Literaturverzeichnis	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromerzeugung und -bedarf in Marokko für die Jahre 2014, 2018 und 2030, mögliche resultierende H ₂ -Produktionsmenge in 2030 sowie langfristige technische Potenziale für die EE-Strom- und H ₂ -Erzeugung.....	10
Abbildung 2: H ₂ -Bereitstellungskosten aus Marokko 2030.....	12
Abbildung 3: Stromerzeugung und -bedarf in Spanien für die Jahre 2014, 2018 und 2030, mögliche resultierende H ₂ -Produktionsmenge in 2030 sowie langfristige technische Potenziale für die EE-Strom und H ₂ -Erzeugung.....	15
Abbildung 4: H ₂ -Bereitstellungskosten aus Spanien 2030	16
Abbildung 5: Stromerzeugung und -bedarf in Chile für die Jahre 2014, 2018 und 2030, mögliche resultierende H ₂ -Produktionsmenge in 2030 sowie langfristige technische Potenziale für EE-Strom und H ₂ -Erzeugung.....	20
Abbildung 6: H ₂ -Bereitstellungskosten aus Chile 2030	21
Abbildung 7: Stromerzeugung und -bedarf in Niederlande für die Jahre 2014, 2018 und 2030, mögliche resultierende H ₂ -Produktionsmenge in 2030 sowie langfristige technische Potenziale für die EE-Strom und H ₂ -Erzeugung.....	24
Abbildung 8: H ₂ -Bereitstellungskosten aus den Niederlanden 2030	26
Abbildung 9: Drei Hauptkriterien zur Bewertung des wirtschaftlichsten Wasserstofftransports in Abhängigkeit von Verkehrsträger, Zustandsform, Entfernung und Menge.....	47
Abbildung 10: Transportoptionen für Wasserstoff bis 2030.....	48
Abbildung 11: Bewertung der Transportoptionen hinsichtlich der generellen Machbarkeit für einen großskaligen Wasserstoffimport in 2030	49

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zielbild NWS - Eckdaten.....	8
Tabelle 2: Anzahl der Transporte per Schiff pro Jahr auf Basis der Importbedarfe unterschieden nach Medien mit Angaben zu transportierbaren Mengen je Schiff nebst Hinweisen zu Verfügbarkeiten...	41
Tabelle 3: Anzahl der Transporte per Lkw pro Jahr auf Basis der Importbedarfe unterschieden nach Medien mit Angaben zu transportierbaren Mengen je Lkw	45
Tabelle 4: Bewertungsschema der SWOT-Analyse	54
Tabelle 5: Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff – 1.....	56
Tabelle 6: Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff – 2.....	57
Tabelle 7: Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff – 3.....	57
Tabelle 8: Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff – Beispiel	57

Abkürzungsverzeichnis

AKK	Ajaokuta–Kaduna–Kano Gas-Pipeline
APX-ENDEX	Amsterdam Power Exchange
CCS	Carbon Capture and Storage
EE	Erneuerbare Energien
MASEN	Moroccan Agency for Sustainable Energy
MENA	Middle East and North Africa
MOU	Memorandum of Understanding
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
OMIE	OMI-Polo Español S.A
ONEE	Office national de l'électricité et de l'eau potable
PEM	Proton-Exchange-Membran
PtX	Power-to-X
REE	Red Eléctrica de España
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
ULGC	Ultra Large Gas Carrier
VLGC	Very Large Gas Carrier
VLS	Volllaststunden

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Deutschland hat sich im Zuge des EU-Beitritts zum Pariser Klimaabkommen 2015 dazu verpflichtet, bis zur Mitte des Jahrhunderts weitgehend klimaneutral zu sein. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass die globale Erderwärmung bis Ende des Jahrhunderts auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C begrenzt werden kann. Die bisher für das Jahr 2050 anvisierte Treibhausgasneutralität soll durch die Verschärfung der Klimaziele bereits 2045 erreicht werden. Damit dies gelingen kann, werden in den kommenden Jahren fossile Energieträger sukzessive durch erneuerbare Energie (EE) ersetzt werden müssen. Aufbauend auf den bisherigen Erfolgen bei der Transformation des Stromsektors, in dem regenerative Erzeugungsanlagen bereits knapp zur Hälfte die Versorgung übernehmen, sollen zukünftig weite Bereiche der Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr ebenfalls durch den Einsatz grünen Stroms klimaneutral werden.

Trotz einer zunehmenden Anzahl elektrisch betriebener Anwendungen werden sich nicht alle Technologien und Prozesse auf den direkten Einsatz von Strom umstellen lassen. So können elektrische Antriebe beim heutigen Stand der Technik im Schiffs- und Flugverkehr nicht die an sie gestellten Anforderungen (wie Reichweite und Betankungsdauer) erfüllen. Auch viele Prozesse in der Herstellung energieintensiver Produkte, beispielsweise in der Stahl- und Chemieindustrie, lassen sich nicht allein durch eine Elektrifizierung klimaneutral betreiben, sondern sind auch auf absehbare Zeit auf den Einsatz alternativer, klimaneutraler Energieträger angewiesen. Um auch diese Bereiche zu defossilisieren, können zukünftig grüner Wasserstoff sowie damit hergestellte synthetische Kraftstoffe eingesetzt werden. An entsprechenden Lösungen wird derzeit auf unterschiedlichen Ebenen seitens Industrie, Wissenschaft und Politik gearbeitet.

Unter Berücksichtigung begrenzter inländischer Potenziale zur Erzeugung erneuerbaren Stroms, kann die Deckung des zukünftigen grünen Wasserstoffbedarfs nur mit Importen sichergestellt werden. So geht beispielsweise die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) der Bundesregierung davon aus, dass weniger als ein Sechstel des Bedarfs im Jahr 2030 durch nationale Erzeugung gedeckt wird (BMW, 2020a). In den Fokus rücken daher Länder, die aufgrund ihrer geografischen Lage günstigere Standortvoraussetzungen für den Betrieb von Wind- und Photovoltaikanlagen vorweisen und die gleichzeitig in einer Distanz liegen, die den Import von Wasserstoff aus technischer und wirtschaftlicher Sicht realistisch erscheinen lässt.

Vor dem Hintergrund der in der NWS ausgegebenen Zielmarken für das Jahr 2030, wird in der vorliegenden Studie von Fraunhofer UMSICHT, IW Köln und Wuppertal Institut der Frage nachgegangen, inwieweit bis zum Jahr 2030 tatsächlich umfangreiche Wasserstoffimporte realisiert werden können und damit die Versorgungslücke zwischen Bedarf und nationaler Erzeugung geschlossen werden kann. Dazu werden in einem ersten Schritt Chancen und Risiken vier ausgewählter Importländer untersucht und im Rahmen einer SWOT-Analyse im Vergleich zueinander bewertet (Kapitel 2). Dabei fließen in die Bewertungen der jeweiligen Länder neben den technischen EE-Potenzialen auch Faktoren wie energiepolitische Ambitionen und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen ein. Darauf aufbauend werden in Kapitel 3 die verschiedenen Transportoptionen für den Import von Wasserstoff analysiert und hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit bis zum Jahr 2030 eingeordnet. Die sich daraus ergebenden Handlungsempfehlungen können als Wegweiser zur Realisierung des 2030-Ziels verstanden werden.

1.2 Die Nationale Wasserstoffstrategie

Die NWS erwartet bis 2030 einen maximalen Wasserstoffbedarf von 110 TWh und sieht dafür den Aufbau von 5 GW elektrolytischer Erzeugungsleistung vor, einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Stromerzeugung von 20 TWh. Unter der Annahme von 4.000 Volllaststunden (VLS) und einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 Prozent, kann so eine grüne Wasserstoffproduktion von 14 TWh realisiert werden. Dies entspricht circa 13 Prozent des prognostizierten Gesamtbedarfs. Über die nationale Erzeugung hinausgehende Mengen grünen Wasserstoffs sollen durch Importe bereitgestellt werden. Die Bundesregierung strebt dabei vorrangig Kooperationen mit europäischen Mitgliedsstaaten an, insbesondere den Anrainerstaaten der Nord- und Ostsee sowie den Ländern in Südeuropa. Darüber hinaus wird die Zusammenarbeit mit Partnerländern im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit angestrebt. Dazu gibt es bereits erste Kooperationsbemühungen mit Marokko.

Tabelle 1: Zielbild NWS - Eckdaten

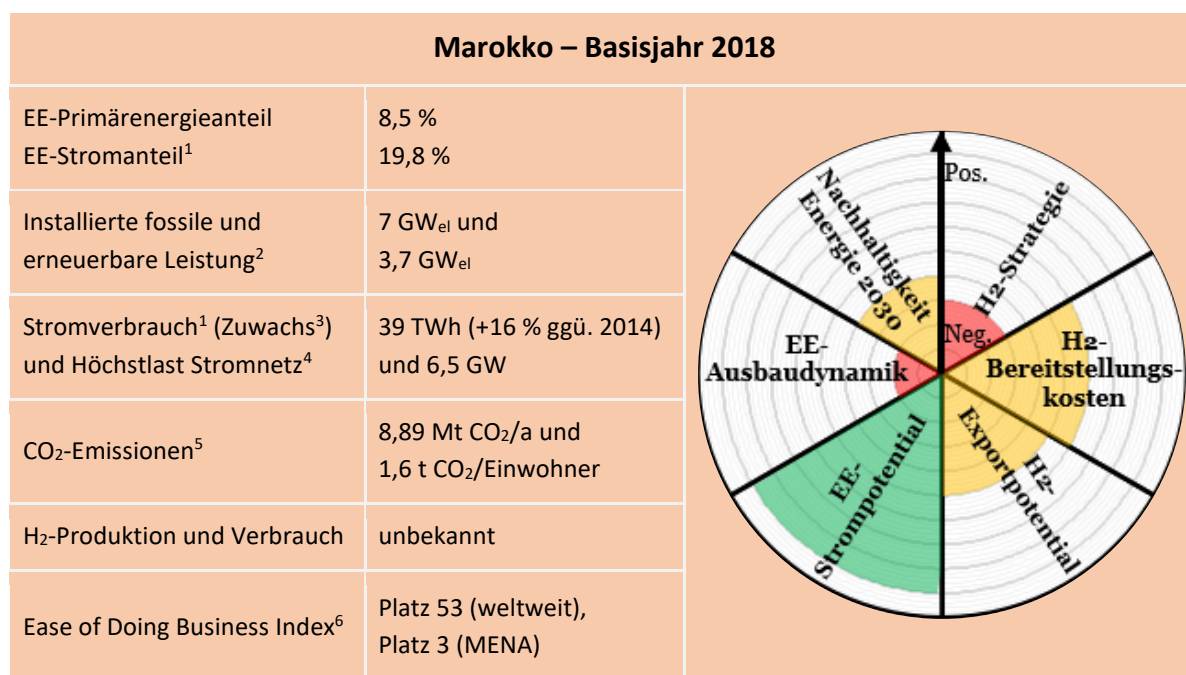
Kategorie	Nationale Wasserstoffstrategie 2030 (Stand Juni 2020)
H₂-Bedarf	90 bis 110 TWh
H₂-Farben	Fokus auf grünem H ₂ , mit übergangsweiser Nutzung von CO ₂ -neutralem H ₂
Heimische Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aufbau von 5 GW inländischer Erzeugungskapazität ■ Aufbau der für die Elektrolyse benötigten EE-Strommenge von 20 TWh/a ■ Annahme heimische H₂-Erzeugung: 14 TWh/a (4.000 VLS, $\eta = 70$ Prozent)
Importe	<ul style="list-style-type: none"> ■ Benötigte Importe zur Deckung des Gesamtbedarfs abzgl. heimischer Erzeugung: 76 – 96 TWh/a ($\triangleq 2,3 - 2,9 \text{ Mt}_{\text{GasH}_2}/\text{a}$ bzw. $2,1 - 2,7 \text{ Mt}_{\text{LH}_2}/\text{a}$) ■ Favorisierte Importregionen: <ul style="list-style-type: none"> ■ Anrainerstaaten der Nord- & Ostsee ■ Südeuropa ■ Zusammenarbeit mit Partnerländern im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit
Priorisierte Anwendungsbereiche	Mittelfristiger Fokus liegt auf den Bereichen, die schon jetzt nahe an der Wirtschaftlichkeit sind und bei denen größere Pfadabhängigkeiten vermieden werden oder die sich nicht anders defossilisieren lassen.
Verteil- und Transportinfrastruktur	<p>Um die Potenziale von H₂ optimal nutzen zu können, soll die Transport- und Verteilinfrastruktur weiterentwickelt werden inkl.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Anpassung des regulatorischen Rahmens und der technischen Gegebenheiten für die Gasinfrastruktur ■ Umstellung von freierwerdenden L-Gas-Pipelines auf H₂ ■ Aus- und Zubau von dedizierten H₂-Netzen

Im Juli 2021 verkündete Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier eine Aktualisierung der Stromverbrauchsprognose für das Jahr 2030 (BMWi, 2021b). Dabei wurde auch die bisher zur Wasserstoffproduktion vorgesehene Menge grünen Stroms von 20 TWh auf 30 TWh erhöht, so dass insgesamt 21 TWh grünen Wasserstoffs erzeugt werden könnten. Bis Herbst 2021 folgt laut BMWi eine ausführliche Analyse, in deren Verlauf das neue Wasserstoffziel auch offiziell verabschiedet werden könnte.

2 Chancen und Risiken ausgewählter Importländer

Im Folgenden werden die vier Länder Marokko, Spanien, Chile und Niederlande im Hinblick auf ihre Voraussetzungen und Exportpotenziale für grünen Wasserstoff nach Deutschland bis zum Jahr 2030 näher betrachtet und im Vergleich zueinander bewertet. Die Auswahl erfolgte aufgrund unterschiedlicher Entfernung (Nachbarschaft, Europa, MENA und Global) und der Bedingung, dass sie bereits eine eigene H₂-Strategie oder H₂-Partnerschaft mit Deutschland aufweisen. Sie bedeutet nicht, dass diese Länder im Vergleich zu anderen Ländern in diesen Regionen als geeigneter für den H₂-Export nach Deutschland angesehen werden. Die methodischen Grundlagen für die Bewertungen werden im Anhang dargestellt.

2.1 Marokko



Das Königreich Marokko ist ein vieldiskutierter Kandidat für zukünftige Wasserstofflieferungen und zeichnet sich als Vertreter der MENA-Region durch gute Standortbedingungen für Sonnen- und Windstrom, ehrgeizige Klimaziele sowie geringe Transportdistanzen nach Europa aus. Das nordafrikanische Land gilt als Vorreiter für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Region, weshalb Deutschland in diesem Jahr eine Wasserstoffallianz mit Marokko vereinbarte. Wenngleich ambitionierte Ziele für den weiteren EE-Ausbau verfolgt werden, dominieren aktuell wie auch mittelfristig fossile Energieträger und stellen gegenwärtig für rund 90 Prozent der Primärenergie als auch 70 Prozent der Stromerzeugung.

¹ (ONEE, 2019)

² (IRENA, RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2020, 2019)

³ (DIHK, 2016)

⁴ (ONEE, 2019)

⁵ (IEA, 2018a)

⁶ Der "Ease of Doing Business Index" der Weltbank (World Bank, Doing Business 2020) misst das regulatorische Umfeld für die Gründung und den Betrieb eines lokalen Unternehmens anhand von 41 Indikatoren und 10 Themen. Die Rangliste umfasst 190 Länder, wobei eine niedrige Platzierung einer besseren Bewertung entspricht. Zur Info: Für das Jahr 2018f wurden von der Weltbank irreguläre Angaben festgestellt und der Index daraufhin in Überprüfung und Aussetzung überführt.

2.1.1 Energiepolitische Ambitionen

Die marokkanische Energiestrategie sieht vor, den Anteil der erneuerbaren Leistung im Stromsektor bis zum Jahr 2030 von „heute“ 31 bis 35 Prozent auf 52 Prozent auszubauen (IEA, 2019a). Dadurch kann sich die erneuerbare Stromproduktion von 7,9 TWh in 2018 auf 31 TWh in 2030 knapp vervierfachen. Allerdings wird aufgrund der geringeren Volllaststunden, im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken, der EE-Anteil an der Gesamtstromerzeugung lediglich auf 37 Prozent ansteigen (Chentouf & Allouch, 2018). Trotz hoher technischer erneuerbarer Stromerzeugungspotenziale dürfte die Fähigkeit, ein ausreichend hohes Wachstum der Kapazitäten beim EE-Ausbau aufrechtzuerhalten, eine große Restriktion darstellen. So werden nach IEA (2019a) zur Erreichung der Ausbauziele bis 2030, zusätzlich rund 10 GW_{el} erneuerbare Kapazität benötigt, was nach Fraunhofer ISI (2019) jährlichen Wachstumsraten von 16 Prozent bei der Windkraft und 26 Prozent bei der Solarenergie entspricht. Ein derartiger Ausbau wurde zwar in der jüngeren Vergangenheit verzeichnet. So betrug nach Fraunhofer IEE (2020) die jährliche Wachstumsrate der Windkraft in Marokko von 2010 bis 2017 durchschnittlich 20 Prozent und die der Solarenergie 26 Prozent. Es verdeutlicht jedoch das Ambitionsniveau, insbesondere wenn zusätzliche Erzeugungskapazitäten für H₂-Exporte bereitgestellt werden sollen.

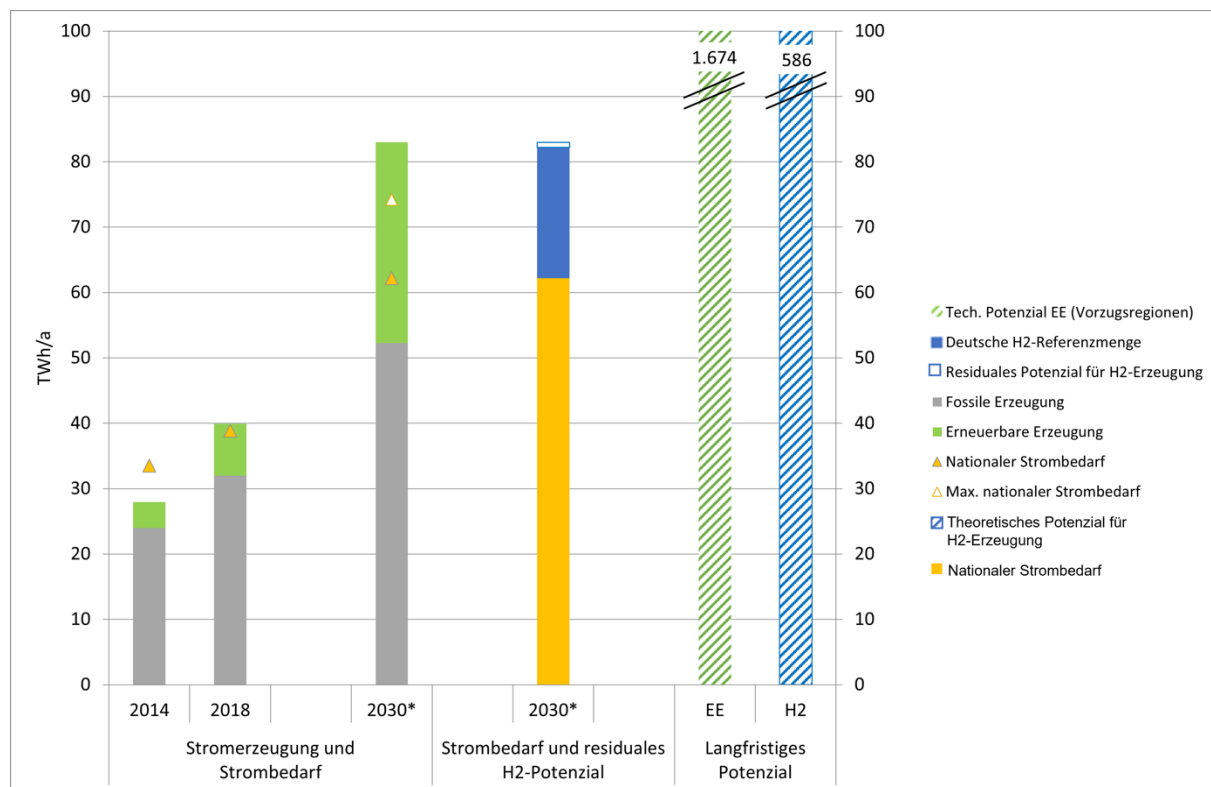


Abbildung 1: Stromerzeugung und -bedarf in Marokko für die Jahre 2014, 2018 und 2030, mögliche resultierende H₂-Produktionsmenge in 2030 sowie langfristige technische Potenziale für die EE-Strom- und H₂-Erzeugung.

Bemerkung: Das erneuerbare Stromerzeugungspotenzial wurde rein rechnerisch aus der Angabe des H₂-Erzeugungspotenzials (s.u.) bestimmt. Annahmen hierzu: Wirkungsgrad Elektrolyse 70 Prozent und Verwendung von 50 Prozent des EE-Potenzials für H₂.

Quelle: Eigene Darstellung

Aufgrund des steigenden Wirtschafts- und Bevölkerungswachstums in Marokko erhöht sich auch die Stromnachfrage. So prognostizierte ONEE (2015) seinerzeit einen Strombedarf von 95 TWh für das Jahr 2030. Dieser Wert erscheint jedoch aus heutiger Sicht überschätzt und wird daher als obere Grenze angesehen, da bereits die in derselben Quelle, die für das Jahr 2020 antizipierte Stromnachfrage von

52 TWh signifikant unterschritten wurde. Für eine Abschätzung der unteren Grenze der Stromnachfrage wird die Entwicklung der letzten 10 Jahre (Steigerung von 4 Prozent/a) fortgeschrieben, was in einer Stromnachfrage von etwa 62 TWh im Jahr 2030 resultiert. Folglich wären im Jahr 2030 im besten Fall circa 21 TWh an EE-Strom zur Erzeugung von Wasserstoff (blaue und weiße Fläche in Abbildung 1) vorhanden – je nach Austauschsaldo mit den Nachbarregionen. Eine entsprechende H₂-Produktion würde dann jedoch nicht allein aus EE-Strom resultieren. Tritt hingegen das Szenario von ONEE (2015) mit einem Strombedarf von 95 TWh im Jahr 2030 ein, dürften die Stromimporte nach Marokko sogar steigen. Die Differenz zur Erzeugung beträgt in diesem Fall 12 TWh (13 Prozent am Gesamtverbrauch) und würde sich damit im Vergleich zum Jahr 2012 nach Ceña (2014) mit rund 6 TWh (18 Prozent) verdoppeln.

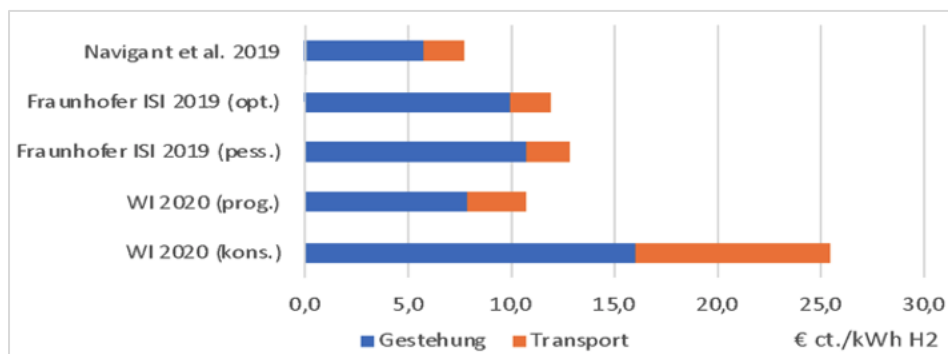
Wenn man unterstellt, dass Marokko als wichtiges H₂-Exportland für Deutschland wenigstens die gleiche Menge grünen Wasserstoff im Jahr 2030 produziert, wie sie Deutschland selbst anstrebt (14 TWh H₂, blauer Block in Abbildung 1), dann müsste Marokko allein diesbezüglich 20 TWh_{el} an EE-Strom produzieren. Ohne die eigenen energiepolitischen Zwischenziele bis 2030 zu gefährden, müsste demnach der Zubau noch zusätzlich um 70 Prozent gesteigert werden. Dies erscheint aus heutiger Sicht unrealistisch. Ein signifikanter Export von grünem H₂ für Deutschland wird daher nur bei moderaten Verbrauchssteigerungen und Erfüllung der EE-Ausbauziele möglich sein.

Marokko möchte sich als führender H₂- und PtX-Exporteur insbesondere in Richtung Europa positionieren. Eine dezidierte Wasserstoffstrategie ist bislang nicht veröffentlicht, wenngleich eine PtX-Roadmap bereits für 2020 angekündigt war (Weltenergieerat, 2018). Dennoch haben Marokko und Deutschland im letzten Jahr eine Wasserstoff-Allianz vereinbart, welche auch den gemeinsamen Bau konkreter Anlagen vorsieht – unter anderem einen 100 MW-Elektrolyseur mit Meerwasserentsalzung (BMZ, 2021). Diese Aktivitäten stehen aktuell jedoch wegen diplomatischer Verstimmungen mit Bezug zur West-Sahara-Region auf dem Prüfstand, Experten rechnen mit keiner schnellen Einigung (FAZ.NET, 2021). Neben dem Exportgeschäft wird Marokko voraussichtlich auch zunehmend Eigenbedarfe an grünem Wasserstoff verzeichnen, denn das Land möchte sich unabhängiger von Ammoniakimporten für die wirtschaftlich sehr bedeutsame Düngemittelproduktion machen und hat bereits Demonstrationsanlagen für eine eigene, grüne Ammoniakproduktion in Betrieb genommen (Fraunhofer IGB, 2021).

2.1.2 H₂-Erzeugungspotenziale und –kosten

Fraunhofer IEE (2021) sieht langfristig ein sehr hohes Erzeugungspotenzial für komprimierten Wasserstoff von 586 TWh im Jahr 2050, welches überwiegend durch PV-/Wind-Hybridanlagen und mithilfe von PEM-Elektrolyseuren an Küstenstandorten generiert werden kann. Mittelfristig kann hiervon jedoch aufgrund begrenzter Ausbaupkapazitäten nur ein sehr kleiner Teil realisiert werden.

Hinsichtlich zukünftiger Erzeugungskosten ist eine Abschätzung generell mit hohen Unsicherheiten verbunden, da wesentliche Faktoren wie Technologieentwicklung, Anlagenauslastung, Transportaufwand und Finanzierungsrisiken ungewiss sind. Entsprechend groß ist auch die Bandbreite von Kostangaben in der Studienlandschaft, einen Überblick gibt die untenstehende Abbildung 2. Die fünf Szenarien der drei betrachteten Studien gehen von möglichen Gestehungskosten zwischen 5,7 und 16 ct_{EURO}/kWh Wasserstoff für das Jahr 2030 aus und veranschlagen weitere 2 bis 9,5 ct_{EURO}/kWh für den Transport via Pipeline. Ergänzend dazu sehen Fraunhofer IEE (2021) im Jahr 2050 mittlere Bereitstellungskosten in Höhe von 10 ct_{EURO}/kWh.

Abbildung 2: H₂-Bereitstellungskosten aus Marokko 2030⁷

Quelle: Eigene Darstellung nach (Fraunhofer ISI, 2019; Navigant, 2019; Wuppertal Institut, 2020)

2.1.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die marokkanische Energiewende ist staatlich gelenkt und wird durch zwei Institutionen umgesetzt. Die Nationale Elektrizitäts- und Wasserbehörde (ONEE – Office national de l'électricité et de l'eau potable) ist verantwortlich für das fossile Kraftwerkportfolio und betreibt das Stromnetz. Die marokkanische Agentur für nachhaltige Energie (MASEN – Moroccan Agency for Sustainable Energy) ist hingegen explizit für die Entwicklung regenerativer Energieressourcen ins Leben gerufen worden. Zwar hat die ONEE offiziell alle Aktivitäten rund um die Erneuerbaren an MASEN übertragen, es bestehen jedoch weiterhin Verflechtungen zwischen beiden Institutionen – so sitzt beispielsweise der Geschäftsführer von ONEE, Abderrahim El Hafidi, im Aufsichtsrat von MASEN. Insgesamt verläuft der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Marokko also weitestgehend zentralistisch und private Akteure haben kaum Zugang zum Energiemarkt.

Dies führt dazu, dass vor allem große Solarkraftwerke und Windparks gebaut werden, oft mit finanzieller Unterstützung aus dem Ausland. Lokale Unternehmen, Kommunen und Privatpersonen können sich am Markt hingegen kaum beteiligen, denn sie dürfen selbst erzeugten Strom nicht in das Netz einspeisen. Eine mittelfristige Liberalisierung des Strommarktes und -netzes für weitere Akteure wird wegen starker Eigeninteressen der beschriebenen Institutionen, insbesondere der ONEE, als wenig wahrscheinlich angesehen. Die aktuell vorherrschende Marktstruktur dürfte mit ein Grund für den zuletzt stark angestiegenen Kohleanteil am marokkanischen Strommix und der vergleichsweise geringen Ausschöpfung der erneuerbaren Potenziale sein.

Gegenwärtig ist Marokko sehr stark abhängig von Energieimporten, denn nahezu alle fossilen Energieträger werden aus dem Ausland bezogen, insbesondere Erdgas und -öl aus Algerien. Doch auch Strom wird importiert, wengleich hier die in der letzten Dekade stetig gewachsene Importabhängigkeit seit 2017 deutlich rückläufig ist. In 2018 beliefen sich die Strombezüge - vor allem aus Spanien - auf 3,7 TWh, während die Stromexporte lediglich 0,35 TWh ausmachten (IEA, 2018a). Diese Bilanz konnte offenbar zuletzt deutlich zu Gunsten höherer Exporte in Höhe von rd. 1,2 TWh im Jahr 2019 verbessert werden, nicht zuletzt aufgrund eines neu in Betrieb genommenen konventionellen Kraftwerks in Safi⁸. Marokko ist demnach vermutlich auf dem Weg seine Importabhängigkeit zu reduzieren.

⁷ Opt. = optimistisches Szenario, pess. = pessimistisches Szenario, prog. = progressives Szenario, kons. = konservatives Szenario.

⁸ Siehe Nachrichtenmeldung auf <https://www.morocoworldnews.com/2020/02/292981/morocco-remains-net-exporter-of-electricity>

2.1.4 SWOT-Analyse: Marokko

Stärken

- Hohe Flächen- und Erzeugungspotenziale für EE und H₂
- Möglichkeit für Hybridsysteme Wind/PV bieten Potenzial für sehr hohe Volllaststunden
- Politische Ambition, Vorreiter bei EE-Ausbau und führender H₂-Exporteur zu werden
- Im Pipelinradius zu EU und Deutschland

Schwächen

- Arider Wüstenstaat, daher Meerwasserentsalzung zwingend nötig (zusätzliche Energie-/Strombedarfe)
- Große Entfernung, hohe Transportkosten
- Ausbaubedarf bei Energieinfrastruktur nötig
- Nicht liberalisierter Energiemarkt
- Autokratisches Gesellschaftssystem
- Derzeit hohe Abhängigkeit von fossilen Energien

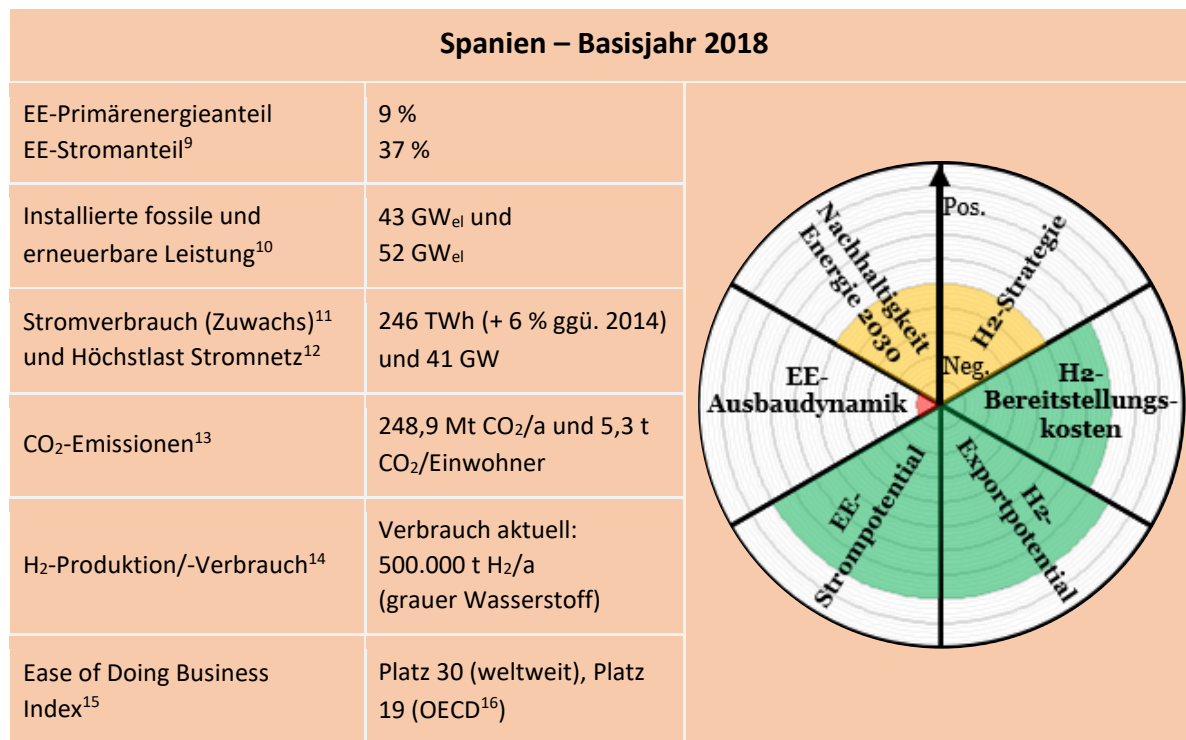
Chancen

- Hohe Potenziale für lokale Wertschöpfung sowohl in Marokko (durch Produktion) als auch in Deutschland (durch Anlagenexport)
- Ausgangspunkt für energetische Vernetzung mit weiteren Ländern der Region
- Synergieeffekte für die eigene Trinkwasser- und erneuerbare Energie- und Rohstoffversorgung
- H₂-Partnerschaft mit Deutschland
- NWS mit vorgegebenem Ziel zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft

Risiken

- Verzögerungen beim Ausbau von Erneuerbaren Energien, H₂-Produktion und Infrastruktur
- Gefährdung oder Verfehlung eigener EE- und H₂-Ziele sowie Energie- und Wasserversorgung (durch H₂-Exporte)
- Mangelnde Akzeptanz für H₂-Exporte
- Geopolitische Konflikte wie z. B. aktuell zur Westsahara können die H₂-Partnerschaft mit Deutschland beeinträchtigen
- Regierungs- und Strategiewechsel
- Trockenheit und Wasserknappheit beziehungsweise Nutzungskonkurrenzen um Wasser

2.2 Spanien



Spanien zeichnet sich als geografisch nahegelegener EU-Partner und durch sein großes Erzeugungspotenzial für preiswerten Strom aus Wind- und Solarkraft aus. Die Erzeugungsbedingungen auf der iberischen Halbinsel sind denen Nordwestafrikas ähnlich, es gibt viel verfügbare Fläche für die Stromgenerierung aus erneuerbaren Energiequellen und das Land hat bereits eine eigene H₂-Strategie veröffentlicht. Auch für Investitionen in EE-Anlagen lässt sich seit 2019 wieder ein positiver Trend verzeichnen, nachdem diese in den Jahren zuvor stark eingebrochen waren (IEA, 2021). Ob diese Umkehr bei der Ausbaudynamik jedoch ausreicht, um die mittelfristigen – auf einem sehr starken EE-Zubau und hohen Effizienzverbesserungen basierenden – spanischen Klimaziele (2030) zu erreichen, bleibt fraglich.

2.2.1 Politische Ambitionen

Die spanische Energiestrategie sieht vor 63 Prozent des selbst erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahr 2030 zu gewinnen. Dafür ist ein Zubau von knapp 60 GW_{el} EE-Leistung vorgesehen, sodass bis 2030 eine kumulierte Leistung von etwa 90 GW_{el} aus Wind- und Solaranlagen zur Verfügung stehen soll (Comisson, 2020). Außerdem wird der zeitnahe Kohleausstieg forciert: Zwischen 2008 und 2018 wurde die nationale Stromerzeugung durch Kohlekraft bereits um 80 Prozent reduziert und macht aktuell nur noch etwa fünf Prozent der spanischen Stromerzeugung aus (IEA, 2021). In diesem Zeitraum erfuhr die Stromerzeugung aus EE einen starken Aufschwung und stand im

⁹ (Eurostat, 2021a)

¹⁰ (entso-e, 2021)

¹¹ (Eurostat, 2021a)

¹² (REE, 2021)

¹³ (IEA, 2018b)

¹⁴ (IEA, 2021)

¹⁵ (World Bank Group, 2020)

¹⁶ „high income“ auch für nachfolgende Tabellen

Jahr 2019 für rund 38 Prozent des inländisch erzeugten Stroms, gefolgt von Erdgas (30 Prozent), Kernkraft (22 Prozent), Erdöl (5 Prozent) und Kohle (5 Prozent).

Um eine mögliche Entwicklung von Strombedarf und -erzeugung in Spanien aufzuzeigen, wird im Folgenden das Szenario „European Green Revolution“ von entso-e (2015) als Ausgangsbasis verwendet. Die dort für 2030 angenommene Stromerzeugung in Höhe von 413 TWh könnte den spanischen Strombedarf nicht nur decken, sondern je nach Entwicklung sogar überschreiten (siehe Abbildung 3). Demzufolge ergeben sich im Jahr 2030 zwischen 32 und 90 TWh überschüssiger Strom, der prinzipiell für die Wasserstoffherstellung via Elektrolyse genutzt werden könnte. Auch sieht dieses Szenario vor, dass die Stromerzeugung im Jahr 2030 großteils durch erneuerbare Energiequellen gedeckt wird.

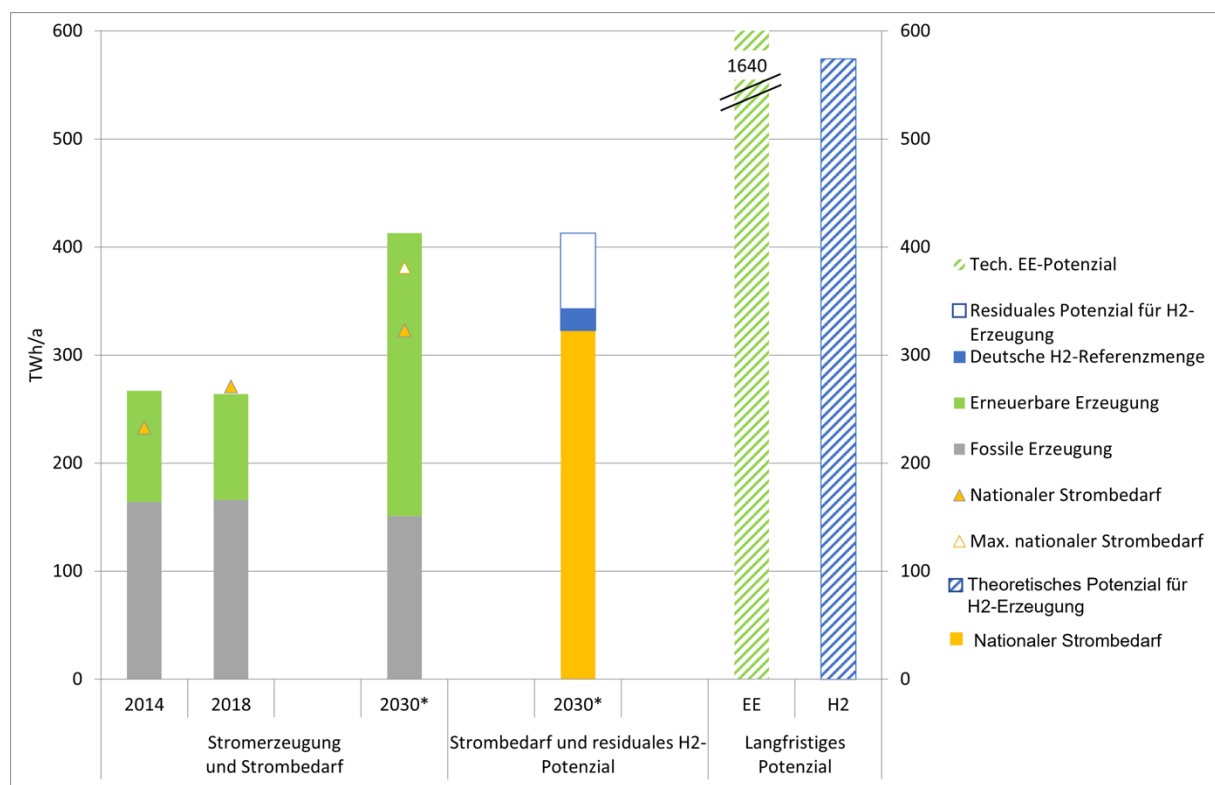


Abbildung 3: Stromerzeugung und -bedarf in Spanien für die Jahre 2014, 2018 und 2030, mögliche resultierende H₂-Produktionsmenge in 2030 sowie langfristige technische Potenziale für die EE-Strom und H₂-Erzeugung.

Bemerkung: Die untere Grenze des Strombedarfs im Jahr 2030 wurde auf Basis des Verbrauchsanstiegs zwischen den Jahren 2008 und 2018 fortgeschrieben, der maximale Strombedarf sowie die Erzeugung und Aufteilung fossile/erneuerbare stammen aus entso-e (2015). Für das langfristige H₂-Produktionspotenzial wurde eine 50-prozentige Nutzung des EE-Potenzials und ein Elektrolyse Wirkungsgrad von 70 Prozent unterstellt.

Quelle: Eigene Darstellung

Spanien verfügt außerdem über eine dezidierte Wasserstoffstrategie, welche einen Aufbau von mindestens 4 GW_{el} Elektrolysekapazität bis 2030 vorsieht (MITECO, 2020). Mit dem so erzeugten grünen Wasserstoff sollen die inländischen Sektoren Industrie, Verkehr und Energiespeicherung versorgt werden und beispielsweise in der Industrie zunächst mindestens 25 Prozent des grauen Wasserstoffs ersetzen (Watson Farley & Williams, 2021). Darüber hinaus sieht sich Spanien laut Strategiepapier aufgrund der guten klimatischen Bedingungen und der großen verfügbaren Flächen für EE – das technische EE-Potenzial Spaniens wird auf 1.640 TWh/a geschätzt – als einer der zukünftig führenden Player in der Produktion und Export von Wasserstoff, insbesondere mit Blick auf das übrige Europa (Kakoulakia et al., 2021). Dies scheint jedoch eher ein langfristiges Ziel zu sein, denn zunächst müssten gemäß

der Strategie die spanischen Produktionskapazitäten den heimischen Bedarf übersteigen, welcher aufgrund der ansässigen Stahl- und Chemieindustrie beträchtlich sein dürfte.

2.2.2 H₂-Erzeugungspotenziale und -kosten

Detaillierte Potenzialanalysen für Spanien konnten in der Literatur nicht ausgemacht werden. Legt man allerdings die Hälfte des technischen EE-Potenzials Spaniens mit 1.640 TWh/a (s. o.) für die Erzeugung von Wasserstoff zugrunde, so ergibt sich, bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 71 Prozent, ein denkbares H₂-Potential von etwa 582 TWh.

Des Weiteren hat Anfang 2021 eine Gruppe von 30 europäischen Energieakteuren die „HyDeal-Ambition“ gestartet, ein mehrstufiges Konzept, welches ab 2022 die Herstellung von grünem Wasserstoff auf der iberischen Halbinsel beginnen und innerhalb eines Jahres Solarstandorte mit einer Leistung von fast 10 GW_{el} aufbauen will. Sie haben die Zukunftsvision, bis 2030 grünen Wasserstoff zum Preis fossiler Brennstoffe (1,50 €/kg) europaweit verfügbar zu machen und zunächst Spanien und Frankreich sowie später Deutschland und das übrige Europa zu versorgen (OGE, 2021). Konkret ist eine Wasserstoffherzeugung in Spanien von 150 TWh/a bis 2030 geplant, was die in der spanischen H₂-Strategie anvisierten Kapazitäten erheblich überschreiten würde. Davon sollen 55 TWh/a zu einem Preis von 1,7 – 1,8 €/kg H₂ nach Deutschland exportiert werden. Diese Preisannahmen sind als äußerst optimistisch zu bewerten, wie untenstehender Vergleich zeigt.

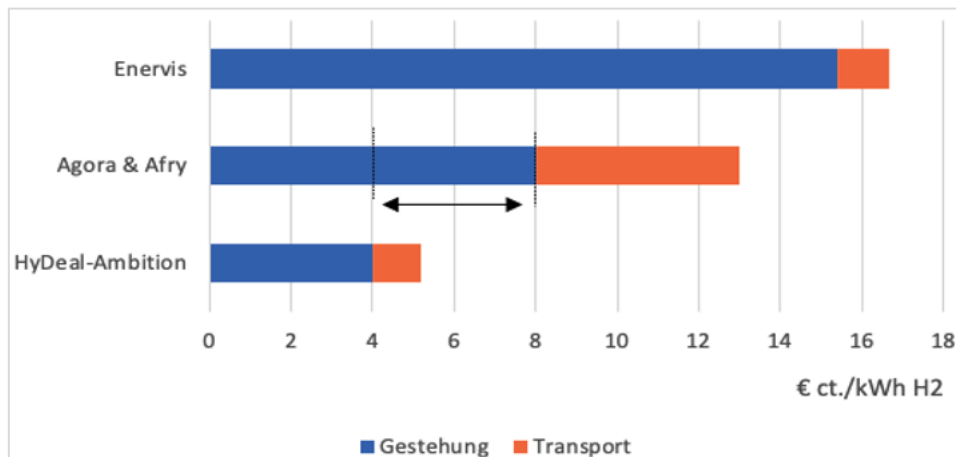


Abbildung 4: H₂-Bereitstellungskosten aus Spanien 2030

Quelle: eigene Darstellung nach (BCE, 2021; Agora Energiewende & AFRY, 2021; OGE, 2021)

2.2.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die spanische Strombörse OMIE verwaltet bis zum Jahr 2030 gemäß des Regulierungsrahmens des europäischen Stromsektors den täglichen und untertägigen Stromgroßhandelsmarkt für Spanien. Daneben ist der Netzbetreiber Red Eléctrica de España (REE) für die technische Leitung und damit für die Netzsicherheit, die Entwicklung und Erweiterung des Stromnetzes sowie die Netzkuppelstellen zwischen Spanien und dem zentraleuropäischen Verbundnetz UCTE Netz zuzüglich Marokko verantwortlich. REE ist ein börsennotiertes Unternehmen, an welchem der spanische Staat derzeit 20 Prozent der Aktien, sowie verschiedene Investmentfonds jeweils rund 3 Prozent der Anteile halten. Das (spanische) Gesetz verbietet der REE Aktienanteile von Strom- oder Gasversorgungsunternehmen zu besitzen.

Der Strommarkt wird gegenwärtig von den drei Haupterzeugern Grupo Endesa, Iberdrola und Naturgy dominiert, welche zusammen etwa 50 Prozent des in Spanien abgenommenen Stroms bereitstellen.

Ihr Marktanteil nahm in den letzten Jahren mit steigender Stromerzeugung aus EE und der damit einhergehenden Dezentralisierung des Strommarktes kontinuierlich ab. Neben den Unternehmen der Stromerzeugung spielen Vertriebsgesellschaften eine große Rolle. In Spanien bilden fünf der 333 Vertriebsgesellschaften ein Oligopol, welches rund 85 Prozent¹⁷ der Versorgungspunkte auf dem freien Markt bedient. Neben dem organisierten Strommarkt existiert ein nicht organisierter Strommarkt, welcher bilaterale Verträge zwischen qualifizierten Verbrauchern und Herstellern ermöglicht. Dieser nicht organisierte Teil des Strommarktes ist seit 2007 sowohl absolut als auch relativ gegenüber dem organisierten Strommarkt stark gewachsen (IEA, 2021).

Des Weiteren unterstützt der spanische Staat die dezentrale Stromerzeugung durch Kleinerzeuger, welche Anlagen kleiner als 100 kW_{el} betreiben. Im Jahr 2019 ist dafür eine neue Vorschrift erlassen worden, welche den Eigenverbrauch von Strom in Gemeinden und Industriegebieten ermöglicht, die Verwaltungsverfahren erleichtert und privaten Erzeuger ermöglicht, überschüssigen Strom in das Netz einzuspeisen. Insgesamt ist der spanische Energiemarkt damit als liberal zu bewerten. Trotz des oligopolistischen Vertriebs ist der Strommarkt im Allgemeinen als offen anzusehen und wird nicht durch staatliche Unternehmen dominiert. Darüber hinaus wird nicht nur Unternehmen der Eintritt in den Energiemarkt gestattet. Hinzu kommen zeitvariable Stromtarife, die das Stromnetz zu Hauptverbrauchszeiten durch höhere Preise und während Schwachlastzeiten durch geringere Stromkosten entlasten soll (Horizonte Group, 2021).

Spanien ist derzeit sehr stark von Energieimporten (insbesondere Erdgas und -öl) abhängig, die Eigenherzeugung deckt lediglich ein Viertel des Gesamtenergiebedarfs ab. Seine Importabhängigkeit will Spanien bis 2030 um rund 10 Prozentpunkte auf 61 Prozent reduzieren, unter anderem indem das Land die Energieeffizienz um rund 40 Prozent steigert.

¹⁷ Stichtag 30.09.2019

2.2.4 SWOT-Analyse: Spanien

Stärken

- Ambitionierte Ziele in Bezug auf EE-Ausbau und Produktion von grünem H₂ bis 2030
- Hohe Flächen- und Erzeugungspotenziale für EE und H₂
- Potenzial für Wind-/PV-Hybridnutzung
- Liberaler Strommarkt
- EU-Mitglied, geografische Nähe zu Deutschland erlaubt Pipelinetransport

Schwächen

- Derzeit hohe THG-Emissionen, Klimaziele für 2030 wenig ambitioniert
- Hohe Abhängigkeit von Erdgas- und Erdöl-Importen
- Hoher Eigenbedarf für Strom und H₂ (insbesondere in der Industrie)
- Wenige grenzüberschreitende Gasleitungen nach Frankreich

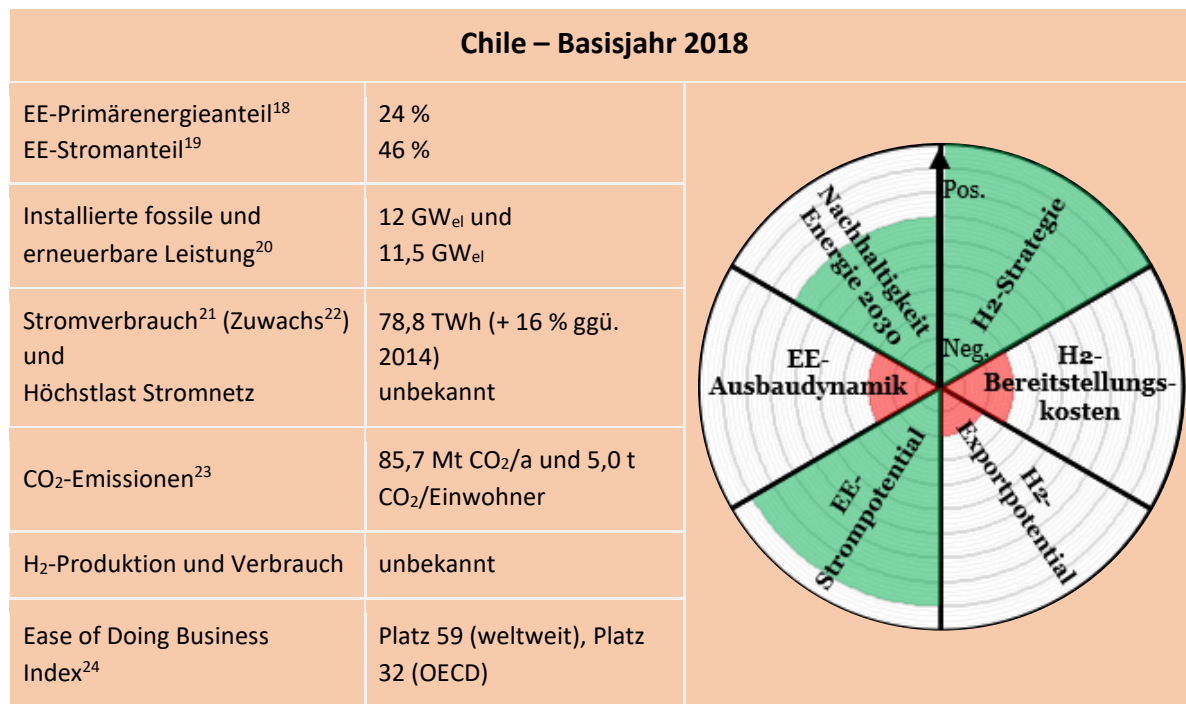
Chancen

- Hohe Potenziale für lokale Wertschöpfung sowohl in Spanien (durch Produktion) als auch in Deutschland (durch Anlagenexport)
- Attraktive Preisgestaltung von grünem Wasserstoff für europäische Länder
- Realisierung eines schnellen und umfassenden Markthochlaufs durch bestehende Ambitionen und zusätzliche Partnerschaften möglich (HyDeal)
- Europäische Wasserstoffwirtschaft im Sinne des Green Deals
- Ökonomisches Empowering einer EU-Region, die seit der Finanzkrise mit strukturellen Problemen zu kämpfen hat (hohe Arbeitslosigkeit, hohe Verschuldung)
- NWS mit vorgegebenem Ziel zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft

Risiken

- Verzögerungen: Exporte in andere Länder stehen vermutlich erst nach 2030 zur Verfügung, da Spanien hohe Eigenbedarfe für Wasserstoff in der Industrie und im Stromsystem hat
- Konkurrenz mit Abnehmern und Anbietern von Gas und grünem Wasserstoff in der nahen Umgebung
- Regulatorische Hemmnisse für den Export
- Trockenheit und Wasserknappheit beziehungsweise Nutzungskonkurrenzen um Wasser

2.3 Chile



Chile ist in den letzten Jahren zum Vorreiter in Südamerika in Bezug auf den EE-Ausbau und Klimaschutz geworden. Die Herausforderungen und Chancen im Energiebereich sind geprägt von der außergewöhnlichen Geografie und Ressourcenausstattung des Landes. Das chilenische Festland ist etwa 4.300 km lang, jedoch nur 177 km schmal und hat den längsten nationalen Gebirgskamm der Welt mit einer parallel dazu verlaufenden Küstenlinie. Dies bietet ein sehr hohes Potenzial für Wind- und Wasserkraft, allerdings bringen diese Gegebenheiten auch eine einzigartige Herausforderung an die Energieinfrastruktur mit sich. Des Weiteren bietet die Atacama-Wüste im Norden des Landes die global höchsten solaren Einstrahlungswerte, was ein großes Potenzial für die Entwicklung von PV und Solarthermischen Kraftwerken darstellt.

2.3.1 Politische Ambitionen

Die wichtigsten Primärenergiequellen Chiles sind Erdgas, Erdöl und Wasserkraft. Im Jahr 2016 wurden rund 80 Prozent des Primärenergiebedarfs aus fossilen Energieträgern gedeckt (Erdöl, Erdgas bzw. Flüssiggas, Kohle). Chiles Energiepolitik hat sich jedoch in den letzten Jahren dynamisch weiterentwickelt. Als Reaktion auf Veränderungen im nationalen und internationalen Umfeld wurden bedeutende institutionelle und politische Reformen sowie große Infrastrukturprojekte durchgeführt. Im Jahr 2015 wurde nach einer umfassenden, öffentlichen Konsultation die nationale Energiepolitik 2050 verabschiedet. Diese sieht vor, dass bis 2035 mindestens 60 Prozent und bis 2050 70 Prozent des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Zudem wird auf eine umfassende Elektrifizierung des Verkehrssektors gesetzt (Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer, 2016). Im November

¹⁸ (IEA, 2018d)

¹⁹ ebd.

²⁰ (IRENA, 2020)

²¹ (IEA, 2018c)

²² ebd.

²³ ebd.

²⁴ (World Bank Group, 2020)

2020 verkündete Chile seine nationale Strategie für grünen Wasserstoff, welche das Land weltweit führend bei dessen Produktion und Export aufstellen soll. Hierfür wurden die Ambitionen in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien aus der nationalen Energiepolitik 2050 angepasst. Bereits 2030 sollen 70 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien stammen und bis zum Jahr 2050 um 95 Prozent. Zudem beinhaltet die Strategie die folgenden Hauptziele:

- Errichtung von 5 GW Elektrolysekapazität bis 2025,
- Errichtung von 25 GW Elektrolysekapazität bis 2030 (Faktor 5 binnen fünf Jahren) und
- Produktion des günstigsten grünen H₂ weltweit, mit Kosten von weniger als 1,5 USD/kg H₂ bis 2030 (Ministerio de Energía, 2020).

Im Jahr 2018 betrug die jährliche Stromproduktion in Chile 78 TWh und stieg seit 2006 im Durchschnitt um rund 3 Prozent pro Jahr. Die fossilen Energieträger Kohle, Erdgas und LNG machten 52 Prozent des Strommix aus, was die starke Abhängigkeit Chiles von Rohstoffimporten verdeutlicht. Rund 65 Prozent der fossilen Rohstoffe wurden 2016 importiert (IEA, 2018d). Es wird allerdings erwartet, dass diese Abhängigkeit im Laufe der Zeit sinken wird, da neu zugebaute erneuerbare Kapazitäten nach und nach in das Stromnetz integriert und Kohleblöcke verstärkt abgeschaltet werden. Zwischen 2017 und 2019 reduzierte Chile seine THG-Emissionen um fast 19 Prozent. Aufgrund des starken EE-Ausbaus in den letzten Jahren werden die Kohlekraftwerke in Chile wohl schneller als erwartet abgeschaltet. Die Regierung geht davon aus, dass bis 2024 elf statt der ursprünglich geplanten acht kohlebefeuernden Kraftwerksblöcke vom Netz gehen werden. Ziel ist es bis 2040 die Gesamtkapazität der Kohlekraftwerke (5,5 GW_{el}) auslaufen zu lassen (Agora Energiewende, 2021).

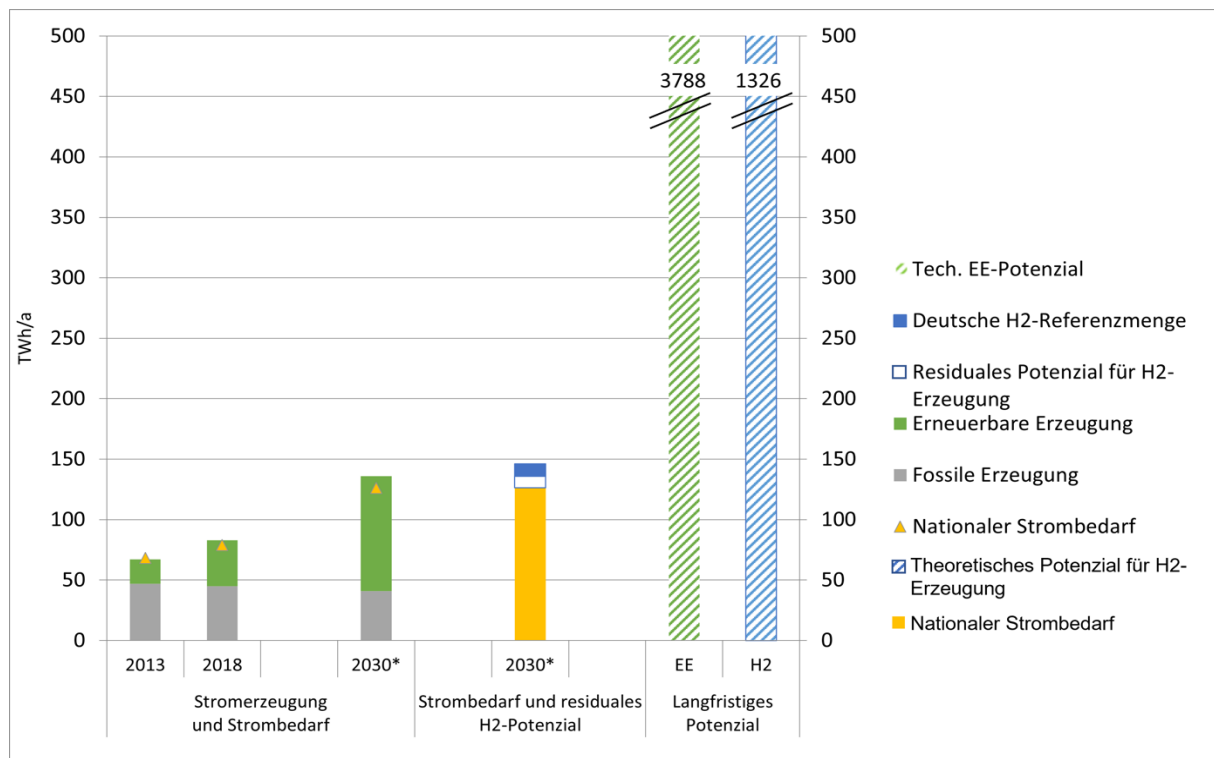


Abbildung 5: Stromerzeugung und -bedarf in Chile für die Jahre 2014, 2018 und 2030, mögliche resultierende H₂-Produktionsmenge in 2030 sowie langfristige technische Potenziale für EE-Strom und H₂-Erzeugung.

Bemerkung: Für das langfristige H₂-Produktionspotenzial wurde eine 50-prozentige Nutzung des EE-Potenzials und ein Elektrolyse Wirkungsgrad von 70 Prozent unterstellt.

Quelle: eigene Darstellung

Die Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer geht davon aus, dass sich der Energiebedarf analog zum Wirtschaftswachstum verhalten wird. Allen Prognosen zufolge wird bis zum Jahr 2030 ein durchschnittliches Wachstum von 3,5 – 4 Prozent pro Jahr erwartet (IEA, 2018d). Dies würde einem jährlichen Strombedarf von circa 126 TWh entsprechen. Für eine Abschätzung der Stromerzeugung bis 2030 wird die Entwicklung der letzten 10 Jahre (Steigerung von 4,2 Prozent/a) fortgeschrieben (IEA, 2018). Somit steigt die Stromerzeugung auf etwa 135 TWh im Jahr 2030 an. Zudem wird angenommen, dass die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie eintreffen und bereits im Jahr 2030 circa 60 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Folglich wären im Jahr 2030 im besten Fall ca. 10 TWh Strom zur Erzeugung von Wasserstoff (blauweiß gestreifte Fläche in Abbildung 5) vorhanden.

2.3.2 H₂-Erzeugungspotenziale und -kosten

Chiles Wasserstoffstrategie proklamiert ein sehr großes Potenzial für erneuerbare Energien von etwa 1.800 GW_{el}, davon 1.180 GW_{el} PV, 509 GW_{el} Solarthermische Kraftwerke, 191 GW_{el} Onshore-Windkraft und 6 GW_{el} Wasserkraft (Ministerio de Energía, 2020). Dies entspricht mehr als dem 70-fachen des aktuellen Strombedarfs des Landes. Chile geht davon aus, dass bis 2030 in der Atacama-Wüste und in der Region Magallanes der günstigste grüne Wasserstoff weltweit produziert wird, mit Erzeugungskosten zwischen 3,3 und 4,6 ct_{EURO}/kWh Wasserstoff (Ministerio de Energía, 2020). Auch die IEA (2019b) sieht Chile langfristig mit jährlichen Produktionsvolumina von 160 Mt_{H₂} zu Kosten von 5 ct_{EURO}/kWh Wasserstoff an der globalen Spitze. Bezieht man allerdings die Kosten für den Transport nach Deutschland mit ein, welcher aufgrund der großen Distanz ausschließlich mit Schiffen inklusive energieintensiver Verflüssigung bewerkstelligt werden muss – andere Trägermaterialien sind theoretisch denkbar jedoch hier im Kostenvergleich nicht berücksichtigt worden – nivellieren sich die Standortvorteile gegenüber anderen Regionen schnell (siehe Abbildung 6).

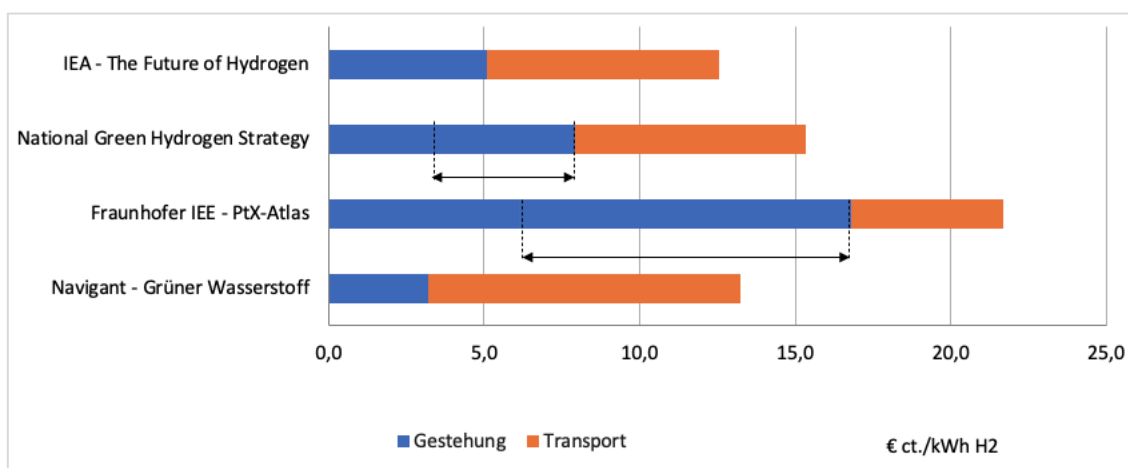


Abbildung 6: H₂-Bereitstellungskosten aus Chile 2030

Quelle: eigene Darstellung nach (IEA, 2019b; Ministerio de Energía, 2020; Fraunhofer IEE, 2021; Navigant, 2019)

2.3.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Chiles ehemals staatlicher Stromsektor wurde in den 1980er Jahren aufgelöst und privatisiert. Diese erfolgreiche Reform diente anschließend als Modell für Privatisierungsinitiativen in Lateinamerika und fand auch weltweit Anwendung. In den letzten Jahren hat Chile sich zu einem erstklassigen Standort für Solar- und Windenergie entwickelt. Neue Gesetze fördern Investitionen in Erzeugungskapazitäten im gesamten Stromsektor. Die erweiterte Rolle des Staates bei der Energieplanung hat dazu beigetragen, die Projektentwicklung anzukurbeln, insbesondere bei der Stromübertragung. Im Bereich der

Stromerzeugung herrscht ein freier Wettbewerb. Um die Abhängigkeiten zu verringern, lautet das erklärte politische Ziel, mehr Akteure auf den Markt zu bringen.

Grundsätzlich ist der chilenische Strommarkt liberalisiert und unterteilt sich in die drei Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Allerdings werden diese teilweise von starken bereichsübergreifenden Oligopolen dominiert. So sind große Teile der Stromerzeugung und Übertragungsleitungen im gleichen Firmenbesitz. Das Energieübertragungsunternehmen Transelec besitzt zum Beispiel mit fast 10.000 Kilometern 500-kV- und 220-kV-Übertragungsleitungen und mehr als sechzig Umspannwerken zwischen der Region Arica und Parinacota und der Region Los Lagos einen Anteil von 85 Prozent am nationalen Stromnetz (transelec, 2021).

Chile ist eine „Strominsel“ mit nur einer Grenzkuppelstelle zu Argentinien – Stadt Salta – und muss daher praktisch den gesamten Strom im Land selbst erzeugen. Zudem besitzt es kein landesweites Verbundnetz, stattdessen existieren vier voneinander unabhängige Verbundsysteme: SEM und SEA im Süden, SIC im Zentrum und SING im Norden. Wichtige Entwicklungen waren die Fertigstellung einer neuen Verbindungsleitung, der 600 km langen TEN-Leitung, zwischen dem SING- und dem SIC-Netz im November 2017, gefolgt von der Inbetriebnahme der 753 km langen Leitung Polpaico-Cardones im Juni 2019. Dies ermöglicht es den beiden Netzen, als ein einziges System zu fungieren, das nun als Nationales Elektrizitätssystem (SEN) bekannt ist und über 90 Prozent der Stromnachfrage bedient. Durch die neuen Verbindungsleitungen wurde die Überlastung des Netzes verringert und der Strom aus erneuerbaren Energien kann aus dem Norden in den Süden übertragen werden (en:former, 2021).

2.3.4 SWOT-Analyse: Chile

Stärken

- Hoher Wasserkraftanteil an der Stromversorgung
- Sehr hohes Windpotenzial und global höchste Sonneneinstrahlungswerte
- 70-faches Potenzial an erneuerbaren Energien ggü. aktuellem Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten
- Sehr günstige Strom- und Wasserstoffgestehungskosten
- Viele große Seehäfen entlang der Küste
- Starkes Exportland

Schwächen

- Ausschließlich Schiffstransport möglich
- Sehr hohe Transportkosten aufgrund der großen Entfernung
- Hohe Umwandlungsverluste für H₂-Verflüssigung
- Voraussichtlich leere Rückfahrten nötig (wg. Spezialfracht)
- Relativ isolierte Energieversorgung, da nur wenige grenzüberschreitende Leitungen zu Nachbarländern
- Stromknappheit und -ausfälle

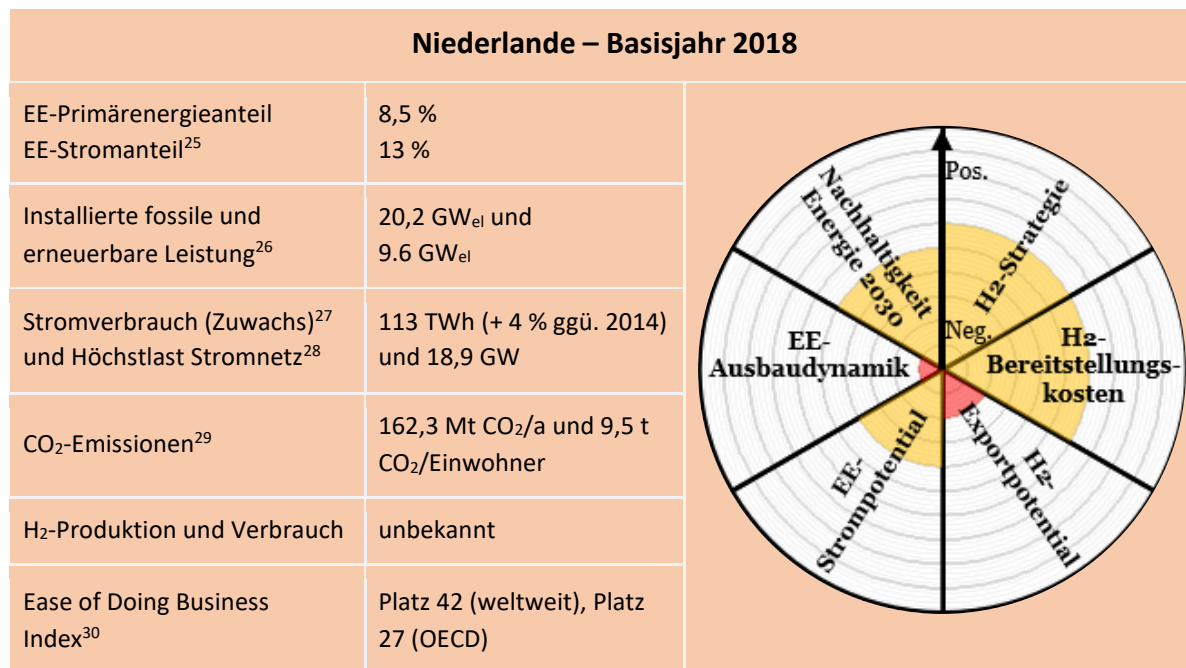
Chancen

- Hohe Potenziale für lokale Wertschöpfung sowohl in Chile (durch Produktion) als auch in Deutschland (durch Anlagenexport)
- Politische Ambition, Vorreiter bei EE-Ausbau und führender H₂-Exporteur weltweit zu werden
- H₂-Partnerschaft mit Deutschland
- NWS mit vorgegebenem Ziel zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft

Risiken

- Konkurrenz durch andere (regionale) Abnehmer wie Süd-/Nordamerika und Japan
- Steigender Eigenbedarf aufgrund von Wirtschaftswachstum
- Verzögerungen durch fehlende beziehungsweise verfügbare Schiffe (s. Abschnitt 3.2)
- Trockenheit und Wasserknappheit phasenweise durch El-Niño verstärkt

2.4 Niederlande



Als wichtiger Transit- und Handelsknotenpunkt im globalen wie regionalen Energie- und Ressourcenhandel streben die Niederlande auch eine führende Rolle bei einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft an. Zwar sind die verfügbaren Flächenpotenziale zur EE-Erzeugung begrenzt und die ansässige Industrie wird hohe Eigenbedarfe an klimaneutralem Wasserstoff haben. Mit viel Knowhow und Infrastruktur rund um Produktion, Verarbeitung und Handel von Gasprodukten sowie den großen Häfen Rotterdam und Amsterdam könnten sich die Niederlande jedoch zu einem zentralen Umschlagplatz für den Wasserstoffimport nach Westeuropa entwickeln.

2.4.1 Politische Ambitionen

Die niederländische Regierung hat sich das Ziel gesetzt, die THG-Emissionen des Landes bis zum Jahr 2030 um 49 Prozent und bis 2050 um 95 Prozent gegenüber 1990 zu senken (Klimaatakkoord, 2019). Damit dies erreicht werden kann, müssen die EE-Kapazitäten massiv ausgebaut werden, wofür die Niederlande vor allem eine Errichtung großer Offshore-Windparks in der Nordsee anstreben. Dazu gehören auch internationale Projekte wie *North Sea Wind Power Hub*, welches gemeinsam mit niederländischen Unternehmen wie Tennet, Energinet, Port of Rotterdam und Gasunie den schrittweisen Aufbau von künstlichen Energieinseln in der Nordsee vorsieht. Demnach sollen bis 2045 180 GW_{el} an Offshore-Leistung installiert werden, wenngleich diese mit den Anrainerstaaten Deutschland, Dänemark und UK geteilt wird (Schulz, 2019). Aktuell ist das Land jedoch sehr stark abhängig von fossilen Energieträgern, welche 2018 einen Anteil von rund 87 Prozent an der nationalen Stromerzeugung hatten, mit Erdgas als wichtigster Energiequelle (52 Prozent), gefolgt von Steinkohle (27 Prozent) und Erneuerbaren (13 Prozent). Daher hat das Land beim Klimaschutz im Energiesektor großen Aufholbedarf,

²⁵ (Eurostat, 2021b)

²⁶ (entso-e, 2021)

²⁷ (Eurostat, 2021a)

²⁸ (TENNET, 2021)

²⁹ (European Commission, 2019)

³⁰ (World Bank Group, 2020)

denn die THG-Emissionen konnten in den letzten 10 Jahren lediglich um rund 11 Prozent verringert werden, während es EU-weit im selben Zeitraum rund 24 Prozent waren. Als Reaktion hat die niederländische Regierung nun ambitionierte Pläne aufgesetzt, die unter anderem ein Verbot für Kohleverstromung und das Ende der eigenen Erdgasförderung ab 2030 vorsehen (IEA, 2020).

Der Stromverbrauch der Niederlande stagniert seit etwa 2007 auf einem Niveau von circa 110 TWh (2018: rund 113 TWh) mit schwankenden jährlichen Änderungsraten und einem insgesamt leichten Rückgang in den letzten 10 Jahren. Für den Strombedarf für das Jahr 2030 wird daher zum einen angenommen, dass sich die Stagnation fortsetzt und der Strombedarf auch im Jahr 2030 noch bei circa 113 TWh liegt. Dies dürfte angesichts der zunehmenden Elektrifizierung im Rahmen der Energiewende ein sehr konservativer unterer Wert für den künftigen Stromverbrauch sein. Zum anderen wird der im Szenario „European Green Revolution“ (entso-e, 2015) für das Jahr 2030 erwartete Stromverbrauch in Höhe von rund 123 TWh sowie die Projektionen für die gesamte, die fossile und erneuerbare Stromerzeugung übernommen. Demnach werden etwa 54 Prozent der Stromerzeugung im Jahr 2030 aus erneuerbaren Energiequellen stammen, was einer Verdopplung im Vergleich zu heute entspricht. Dennoch werden fossile Energieträger auch weiterhin eine signifikante Rolle spielen. Die für das Jahr 2030 prognostizierte Stromerzeugung (rund 121 TWh_{el}/a) und der Strombedarf (113 bis 123 TWh_{el}/a) der Niederlande wären weitgehend ausgeglichen, so dass nur im Fall eines stagnierenden Stromverbrauchs bei gleichzeitig starkem Ausbau der EE-Erzeugung ein Exportpotenzial in Höhe von maximal 5,5 TWh für grünen Wasserstoff erkennbar ist (siehe Abbildung 7).

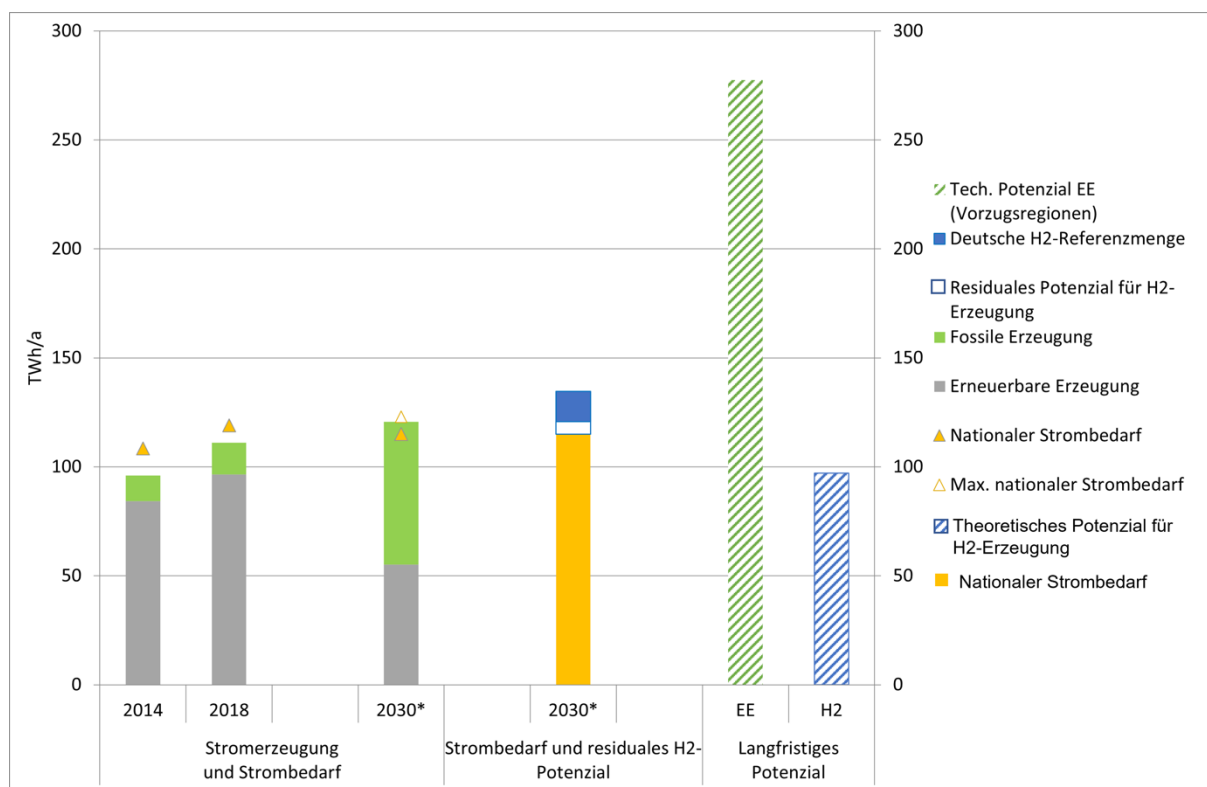


Abbildung 7: Stromezeugung und -bedarf in Niederlande für die Jahre 2014, 2018 und 2030, mögliche resultierende H₂-Produktionsmenge in 2030 sowie langfristige technische Potenziale für die EE-Strom und H₂-Erzeugung.

Bemerkung: Für das langfristige H₂-Produktionspotenzial wurde eine 50-prozentige Nutzung des EE-Potenzials und ein Elektrolyse Wirkungsgrad von 70 Prozent unterstellt.

Quelle: eigene Darstellung

Wenn man unterstellt, dass die Niederlande als wichtiges H₂-Exportland für Deutschland wenigstens die gleiche Menge produzieren wie sie Deutschland selbst anstrebt (also 14 TWh H₂, weißer und blauer Block in Abbildung 7), dann müssten die Niederlande allein diesbezüglich 15 bis 20 TWh_{el} zusätzlich an EE-Strom produzieren. Ohne die energiepolitischen Zwischenziele bis 2030 zu gefährden, müssten demnach die erzeugte Strommenge aus EE-Quellen noch um zusätzliche 39 Prozent gesteigert werden. Dies erscheint aus heutiger Sicht eher unrealistisch, da die installierte EE-Kapazität bis 2030 ohnehin schon mehr als verdoppelt werden soll – von 9,6 GW_{el} in 2018 auf 24,8 GW_{el} in 2030. Allerdings konnten zuletzt (bis 2020) sowohl die installierten Leistungen bei PV (Verdopplung auf 10 GW) als auch Offshore-Wind (plus 1 GW) deutlich gesteigert werden³¹. Für einen Import von Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland erscheinen daher folgende zwei Optionen wahrscheinlicher:

- *grüner* Wasserstoff, welcher in einer anderen Region (zum Beispiel Skandinavien) produziert, aber über die Niederlande gehandelt und transportiert wird und/oder
- *blauer* Wasserstoff, welcher auf Basis von Erdgas in den Niederlanden produziert wird.

Die niederländische Regierung hat im Jahr 2020 eine eigene Wasserstoffstrategie veröffentlicht, welche einerseits einen Aufbau einer Elektrolysekapazität von 500 MW bis 2025 und 3 bis 4 GW bis 2030 vorsieht. Andererseits setzt die Strategie auch einen starken Fokus auf blauen Wasserstoff, für welchen bereits größere Projekte wie *Porthos* und *H-Vision* angestoßen sind, die bis 2030 großskalig blauen Wasserstoff insbesondere an die lokale Industrie liefern sollen (Government of the Netherlands, 2020). Die Regierung geht davon aus, dass bis zum Jahr 2030 allein im Küstengebiet der Niederlande der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff für die industrielle Nutzung etwa 35 bis 59 TWh/a beträgt. Hinzu kommt der Bedarf aus dem Inland – im Industriecluster *Chemelot* in Limburg wird von einer Nachfrage von 7 bis 11 TWh/a ausgegangen (Klimaataakkoord, 2019).

2.4.2 H₂-Erzeugungspotenziale und -kosten

Soll der eigene Bedarf insbesondere aus der lokalen Industrie nicht nur mit blauem, sondern auch mit grünem Wasserstoff gedeckt und ggf. zusätzlich auch noch Exportmengen bereitgestellt werden, ist ein deutlich verstärkter EE-Ausbau nötig, denn die aktuellen Ziele reichen hierfür nicht aus. Die Voraussetzungen hierfür sind gegeben, denn es besteht ein technisches EE-Potenzial für die Stromerzeugung in Höhe von etwa 256 TWh_{el}/a (Kakoulakia et al., 2021) bis 299 TWh_{el}/a (FCH, 2020). Für das technische EE-Potenzial ist der Mittelwert dieser beiden Potenziale verwendet worden (Abbildung 7). Der Großteil des Potenzials wird mit knapp 200 TWh_{el}/a allerdings der Offshore-Windkraft zugeschrieben, welche tendenziell mit deutlich höheren Kosten einhergeht als Onshore-Anlagen.

So geben BCE (2021) die Wasserstofferzeugungskosten der Niederlande für das Jahr 2030 mit 12,6 ct_{EURO}/kWh an. Am günstigsten ist die Erzeugung mithilfe von Onshore-Windanlagen, welche jedoch aufgrund von Flächenrestriktionen nur ein geringes Potenzial haben; am teuersten mithilfe von PV, was für die Niederlande ebenfalls unwahrscheinlich ist. Realistisch scheint daher vor allem eine Produktion auf Basis von Offshore-Windanlagen, welche mit etwa 17,5 ct_{EURO}/kWh kostenseitig im unteren Drittel der aufgespannten Bandbreite verortet sind. Eine ähnliche Spannweite geben mit 17,5 - 19,5 ct_{EURO}/kWh auch FCH (2020) an. Allerdings gibt es auch deutlich optimistischere Einschätzungen wie von (Agora Energiewende & AFRY, 2021), die Bereitstellungskosten von rund 6 ct_{EURO}/kWh annehmen.

³¹ <https://www.cbs.nl/en-gb/news/2021/08/green-electricity-production-up-by-40-percent>

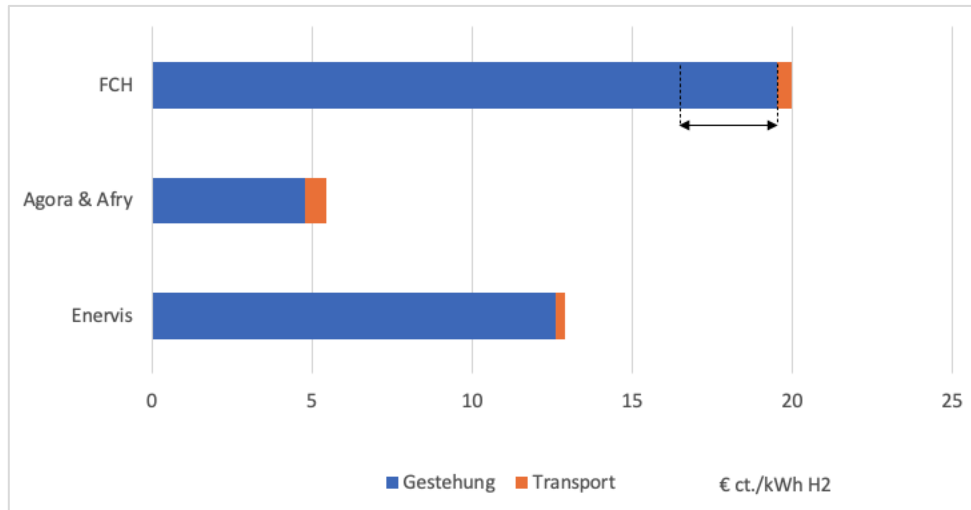


Abbildung 8: H₂-Bereitstellungskosten aus den Niederlanden 2030

Quelle: eigene Darstellung nach (FCH, 2020; Agora Energiewende & AFRY, 2021; BCE, 2021)

2.4.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Ab dem Jahr 1998 erfolgte in den Niederlanden die Liberalisierung des Strommarktes, in dem die Monopolstrukturen im Energiemarkt abgebaut wurden. Unter anderem wurden die vier großen Energieversorger – auch zuständig für die Stromübertragung – von aus- und inländischen Unternehmen übernommen (Fraunhofer ISI, 2015). Aktuell existieren sechs größere (Essent NV, GDF Suez Energie Nederland, Nuon, Eneco, Delta und Greenchoice) sowie circa 40 kleinere regionale Stromversorger in den Niederlanden. Hierbei stellen Eneco, Delta und Greenchoice niederländische Unternehmen dar, während die drei übrigen zum Beispiel zu E.ON Benelux oder RWE gehören (AHK, 2019).

Zwischen 1998 und 2004 wurde die Verbraucherseite schrittweise liberalisiert, ab 2004 konnte jeder Haushalt den Strom- und Gasanbieter frei wählen. Im Zuge der Liberalisierung darf der Energietransport und die Energielieferung nicht vom selben Unternehmen erfolgen. So erfolgte 1998 die Gründung der Tennet Holding als einzigem Übertragungsnetzbetreiber der Niederlande, welches dem Finanzministerium untersteht. Die Tennet fungiert als unabhängiger Netzverwalter, welcher den diskriminierungsfreien Zugang zum Stromnetz (unabhängig vom Produzenten) garantiert. Auf der Ebene der Mittel- und Niederspannungsnetze existieren verschiedene regionale Betreiber. Hierbei hat gemäß den umgesetzten EU-Richtlinien eingespeister Strom aus erneuerbaren Energiequellen Vorrang. Als erste europäische Strombörse entstand 1999 die „Amsterdam Power Exchange“ (auch APX-ENDEX).

Die niederländische Energieversorgung wird aktuell noch von fossilen Energieträgern dominiert, wobei Erdgas den Hauptteil ausmacht. Zudem schreitet der EE-Ausbau³² nur schleppend voran. Um einen Umschwung einzuleiten und der Dominanz der fossilen Energieträger in der Energieversorgung entgegenzuwirken, fördert die niederländische Regierung den EE-Ausbau mit 100 Millionen Euro. Hiervon sollen allein 20 Prozent in den Ausbau von Windenergie fließen, was auch für deutsche Unternehmen lukrativ sein kann (DNHK, 2021).

³²„Der Zugang von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zum Netz wird nach dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung gewährt. Die Netzbetreiber sind generell verpflichtet, das Netz so auszubauen, dass ausreichende Kapazitäten für den Zugang und die Übertragung von Strom zur Verfügung stehen.“ (DNHK, 2021)

Des Weiteren fördert die niederländische Regierung erneuerbare Energien in vielen zu dekarbonisierenden Bereichen. So existieren Förderungen in Form von Steuergutschriften bei Investitionen in Biokraftstoffe und Wasserstoff aus EE, um den angestrebten EE-Anteil des Energieverbrauchs im Verkehrssektor auf 10 Prozent zu erhöhen. Des Weiteren werden (auch) Steuergutschriften für Wärme- und Kälteinfrastrukturen gewährt, welche dabei helfen sollen, den Gebäudesektor zu dekarbonisieren (RES-Legal, 2021).

Das bedeutendste Förderinstrument ist die SDE++-Betriebshilfe. Im Rahmen dieser Betriebshilfe werden bestimmte EE-Projekte staatlich subventioniert, sodass eine Kompensation der Differenz zwischen dem Selbstkostenpreis der EE und deren Marktwert stattfindet. Die Bandbreite der für Subventionen infrage kommenden und damit förderfähigen Technologien, wird in 2021 vermutlich erneut anwachsen (BMW, 2020c).

Durch die geografische Lage und die vorhandenen Transportinfrastrukturen ist die Niederlande ein bedeutsamer Transit- und Handelsknotenpunkt für Erdgas, Erdöl, Elektrizität und Kohle. Besonders hervorzuheben sind die niederländischen Häfen, welche durch die größte Konzentration von Ölraffinerien und Schiffsbunkern in Europa sowie durch ein großes Flüssigerdgas (LNG)-Terminal in Rotterdam eine entscheidende Rolle im globalen und regionalen Energiehandel spielen.

Mit Blick auf den anlaufenden Aufschwung der EE könnten die Niederlande in den kommenden Jahren vom Nettoimporteure zum Nettoexporteur von Strom und Nachfolgeprodukten werden (IEA, 2020).

2.4.4 SWOT-Analyse: Niederlande

Stärken

- Sehr gute Energieinfrastrukturen vor allem für Gas (inklusive Speichern)
- Ausbaupläne für eine Wasserstoffpipeline zwischen den Niederlanden und Deutschland
- Sehr gute Handels- und Industrieinfrastrukturen (Häfen etc.)
- Starke Unternehmenslandschaft und Knowhow

Schwächen

- Aktuell sehr geringer EE-Anteil an der Stromerzeugung
- Herausforderung: Ausstieg aus der Erdgas- und Kohlestromerzeugung
- Relativ hohe H₂-Kosten, da Offshore-Windstrom Hauptquelle ist

Chancen

- Hohe Potenziale für lokale Wertschöpfung (durch Produktion) als auch in Deutschland (durch Anlagenexport)
- EE-Strom und H₂-Erzeugung auf der Nordsee
- Nähe zu Deutschland und Zusammenarbeit im Pentilateralen Forum
- NWS mit vorgegebenem Ziel zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft

Risiken

- Verzögerungen beim EE-Ausbau
- Lieferung von blauem statt grünem H₂
- Preissteigerungen bei Erdgas und CCS (Verteuerung von blauem H₂)
- Verzögerungen von Genehmigungen und Regulierungen für H₂-Importe und Transporte
- Regionale Nutzungskonkurrenzen

2.5 Fazit: Chancen und Risiken ausgewählter Importländer

In diesem Kapitel wurden die vier Länder Marokko, Spanien, Chile und Niederlande im Hinblick auf ihre Voraussetzungen und Exportpotenziale für grünen Wasserstoff nach Deutschland bis zum Jahr 2030 analysiert und im Vergleich zueinander bewertet. Den Hintergrund dafür bildet die Nationale Wasserstoffstrategie, die wie in Kapitel 1.2 beschrieben, zur Deckung der erwarteten H₂-Nachfrage von bis zu 110 TWh zu einem großen Teil auf Importe setzt.

- *Marokko*, als Vertreter der MENA-Region, bietet langfristig ein großes Potenzial, Wasserstoff zu niedrigen Kosten und in hohen Mengen zu produzieren. Vor dem Hintergrund einer steigenden Stromnachfrage aufgrund des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums, wird das nordafrikanische Land bis zum Jahr 2030 jedoch stark mit dem EE-Ausbau zur heimischen Stromversorgung und einem Abbau von Energieimporten beschäftigt sein, da das Land derzeit noch sehr stark abhängig von fossilen Energieträgern ist. Zudem belastete der schwelende Westsahara-Konflikt zuletzt die diplomatischen Beziehungen mit Deutschland, was bereits jetzt zu Verzögerungen beim gemeinsamen Aufbau von Erzeugungskapazitäten führt.
- *Spanien*, hat ambitionierte Pläne für den Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung und bietet in einigen Regionen ähnlich gute EE- und H₂-Erzeugungsbedingungen wie Marokko. Es ist für einen H₂-Transport via Pipeline und eine Anbindung an eine zukünftige westeuropäische H₂-Pipelineinfrastruktur zudem geografisch günstiger gelegen als Marokko und kann folglich früher für Importe eingebunden werden. Mit Blick auf die in den letzten Jahren schwächelnde EE-Ausbaudynamik ist allerdings aus heutiger Sicht fraglich, ob die eigenen Zielsetzungen für das Jahr 2030 tatsächlich erreicht werden. Zudem sieht die spanische H₂-Strategie vor, den produzierten grünen Wasserstoff zunächst in der eigenen Industrie sowie im Verkehrs- und Stromsystem einzusetzen und wird vermutlich erst großskalig in den Export einsteigen, wenn der Eigenbedarf zu großen Teilen gedeckt ist. Es gibt jedoch zugleich private Initiativen wie die *HyDeal-Ambition*, die bereits vor 2030 deutlich größere Produktionskapazitäten für den H₂-Export aus Spanien aufbauen wollen. Wie aussichtsreich deren Umsetzung jedoch ist, bleibt vor dem Hintergrund des sehr ambitionierten Vorhabens ungewiss.
- *Chile*, wäre aufgrund seiner dezidierten Exportstrategie, seiner sehr großen EE-Potenziale und bisher weniger stark ausgeprägten Eigenbedarfen an H₂ am ehesten dazu in der Lage, bereits mittelfristig nennenswerte Mengen an Deutschland zu liefern. Aufgrund bisher fehlender Kapazitäten bei H₂-Schiffen und spezifischer Infrastruktur (zum Beispiel H₂-Terminals an Hochseehäfen) wird dies bis 2030 aber voraussichtlich nicht umsetzbar sein. Auch die Bereitstellungskosten würden, trotz der im Ländervergleich geringsten Produktionskosten, insgesamt voraussichtlich nicht günstiger sein als für die übrigen betrachteten Länder, da ein Schiffstransport von Wasserstoff mit hohen energetischen Verlusten für die H₂-Verflüssigung und hohen Transportkosten aufgrund der Entfernung einhergeht. Die eigene Energiewende wird aufgrund der energiewirtschaftlich isolierten Lage von Chile zudem sehr herausfordernd sein, da bislang nur wenige Verbindungen und wenig Austausch bezogen auf Strom und Gas mit den Nachbarländern bestehen. Es ist außerdem denkbar, dass Chile zunächst einen regionalen H₂-Handel aufbaut und erst langfristig global tätig wird. Allerdings

hängt dies auch von der regionalen Nachfrage und Infrastruktur ab, die sich in der Region langsamer entwickeln kann als in Europa.

- Die *Niederlande*, wären von den vier Ländern aufgrund ihrer geographischen Nähe und der hervorragend ausgebauten Infrastrukturen prinzipiell am besten für einen Export von Wasserstoff nach Deutschland geeignet, haben jedoch noch einen sehr großen Aufholbedarf beim EE-Ausbau. Ein nennenswertes Erzeugungspotenzial im Land bietet zudem die Offshore-Windkraft, welche gleichzeitig mit höheren Kosten als bei PV und Onshore-Windkraft einhergeht. Außerdem verzeichnen die Niederlande mittel- wie langfristig hohe Eigenbedarfe an grünem Wasserstoff, welche sich unter anderem aus der heimischen Petrochemie ergeben. Die Niederlande könnten sich jedoch zu einem zentralen Umschlagplatz für Wasserstoffimporte nach Westeuropa entwickeln. Hier sind die bestehenden großen Häfen, deren Infrastrukturen sowie das Wissen und die Erfahrung der ansässigen Unternehmen im Bereich Produktion, Verarbeitung und Handel mit Gasprodukten zu nennen.

Die vier betrachteten Länder werden der vorliegenden Analyse zufolge bis zum Jahr 2030 voraussichtlich nicht die in Deutschland fehlenden H₂-Mengen bereitstellen können, die derzeit aus der NWS abgeleitet werden können (erwarteter Bedarf minus erwartete heimische Produktion), sogar wenn diese ausschließlich an Deutschland liefern würden. Hier sind vor allen Dingen die bis 2030 zu schwache Ausbaudynamik bei EE-Anlagen zu nennen, welche von den steigenden Strombedarfen der Länder weitgehend kompensiert werden. Selbst mit der Annahme, dass die benötigten erneuerbaren Strommengen bereitstehen sollten, sind die von staatlicher Seite angestrebten Elektrolyseurkapazitäten der meisten Länder zu gering, um mittelfristig sowohl die Eigenversorgung als auch großskalige Exporte zu bewerkstelligen. Einzelne, über die staatlichen Ziele hinausgehende Exportprojekte sind zwar auch mit Blick auf 2030 durchaus wahrscheinlich, insbesondere wenn private Akteure wie zum Beispiel in Spanien in den gezielten Aufbau von Erzeugungskapazitäten für die H₂-Produktion eingebunden werden. Aufgrund voraussichtlich auch im Jahr 2030 noch fehlender Transportinfrastrukturen (wie umgestellte Erdgaspipelines oder neuen H₂-Pipelines, H₂-Schiffen und H₂-Terminals) sowie einem fehlendem inländischen Verteilnetz sind diese jedoch in ihrer Skalierbarkeit und zeitlichen Verfügbarkeit begrenzt.

Da die Energiewende und die Reduktion der THG-Emissionen in den vier untersuchten Ländern weniger weit vorangeschritten ist als in Deutschland, geht ein grüner Wasserstoffexport von dort bis 2030 voraussichtlich mit Reboundeffekten einher. Diese betreffen die lokale Versorgung mit erneuerbarer Energie, den Ausstieg aus fossiler Erzeugung, die Verringerung von CO₂-Emissionen und die Trinkwasserbereitstellung. Darüber hinaus ist auch noch unklar, wie eine tatsächlich grüne, sprich klimaneutrale H₂-Produktion, nachgewiesen und sichergestellt werden kann. Hierzu müssten zusätzliche erneuerbare Stromerzeugungsanlagen gebaut werden, die die eigenen staatlichen Ziele für die Energiewende und den Klimaschutz nicht gefährden, auch nicht durch Bindung von Kapazitäten und Ressourcen. Auch kostenseitig nivellieren sich die Standortvorteile gegenüber Deutschland schnell, sobald man die Aufwände für den Transport des Wasserstoffs berücksichtigt. Die Wahl des Transportmediums und die Frage nach einer möglichen Weiternutzung bestehender Infrastruktur (zum Beispiel die Umwidmung von Erdgaspipelines) sind hier von Relevanz und werden daher in Kapitel 3 gesondert untersucht.

Trotz der beschriebenen Einschränkungen werden Wasserstoffimporte für Deutschland aufgrund einer begrenzten heimischen erneuerbaren Produktion und zugleich hoher Nachfrage insbesondere aus der deutschen Industrie längerfristig notwendig und vorteilhaft sein. Die technischen EE-Potenziale sind dafür in allen vier Ländern ausreichend hoch, um längerfristig bedeutsame Mengen an grünem Wasserstoff nach Deutschland zu exportieren, voraussichtlich jedoch nicht in dem erforderlichen Umfang und bereits bis zum Jahr 2030, um die grüne Wasserstofflücke der NWS zu decken.

3 Transportoptionen für den Import

Nachdem im vorherigen Kapitel vier ausgewählte Importländer beschrieben und verglichen wurden, werden im Folgenden die unterschiedlichen Transportoptionen zum Import von Wasserstoff mittels Lkw, Schiff und Pipeline für das Jahr 2030 eingeordnet und aufgezeigt, welche Hürden, Hemmnisse und Herausforderungen dabei noch bestehen. Weder die innerdeutsche Verteilung des importierten Wasserstoffs noch der indirekte Import von Wasserstoff in Form von Methanol oder anderen mittels PtL hergestellten Kohlenwasserstoffen ist Gegenstand dieses Papiers.

3.1 Pipeline

Gasförmiger Wasserstoff: Pipelinetransport

In Nordrhein-Westfalen existiert bereits eine von Air Liquide betriebene Wasserstoffpipeline mit einem Betriebsdruck von 25 bar und einer Gesamtlänge von 240 km, welche 14 Produktionsstandorte im Ruhrgebiet miteinander verbindet. Jährlich werden durch dieses Pipelinennetz rund 130 Mio. m³ Wasserstoff gefördert. Die Firma Air Liquide betreibt im Raum Nordfrankreich, Belgien und Holland ein Pipeline-System für Wasserstoff mit einer Länge von insgesamt 966 km bei einem Betriebsdruck von 100 bar. Linde betreibt ein 100 km langes Pipelinennetz, das unter anderem die Standorte Zeitz, Böhlen, Leuna, Bitterfeld und Rodleben miteinander verbindet.

Als „Ultra-high-capacity-Pipeline“ (Ultra-Hochleistungs-Pipeline) werden Rohrleitungen DN 1200 für einen Druck von 80 bar bezeichnet, die zurzeit nur für den Erdgastransport verfügbar sind. Bei Wang et al. (2021) wird für Ultra-high-capacity-Pipelines eine theoretische Transportkapazität von 16,9 GW (148 TWh/a), für mittelgroße Pipelines mit einem Durchmesser von 36 Zoll wird bei einem Druck von 50 bar eine Transportkapazität von 4,7 GW (42 TWh/a) und für kleinere Pipelines mit Durchmessern von 20 Zoll bei 50 bar eine Transportkapazität von 1,2 GW (10 TWh/a) bei 100 Prozent Wasserstoff angegeben.

Transportkapazität von Pipelinetrassen (DN 1000):

- Erdgas bis zu 25 GW (220 TWh/a),
- Wasserstoff ca. 10 GW (90 TWh/a)

Im Jahr 2017 wurde im insgesamt 537.000 km langen deutschen Gasversorgungsnetz Erdgas mit einem Energieinhalt von 1.760 TWh transportiert, davon 70 TWh aus inländischer Förderung. 936 TWh wurden davon im Inland verbraucht, wo das Gas überwiegend als Energieträger, aber auch als stofflicher Rohstoff (z. B. in chemischen Produktionsprozessen) genutzt wird. 744 TWh wiederum wurden im Transit durch Deutschland transportiert (Glas et al., 2019).

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021) beschreibt, dass sofern nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern auch langfristige Klimaziele berücksichtigt werden, Erdgas bis 2050 stark an Bedeutung verliert, was neue Pipelines zusätzlich überflüssig macht. Auch bei Agora Energiewende und AFRY (2021) wird prognostiziert, dass ein zukünftiges Wasserstoffnetz kleiner sein kann als das heutige Erdgasnetz und daher das Risiko einer überdimensionierten Infrastrukturplanung reduziert werden sollte. Ebenfalls bei Wachsmuth et al. (2019) wird festgestellt, dass große Teile der bestehenden Erdgasinfrastruktur stillgelegt werden könnten (s. a. 3.1.1).

3.1.1 Umnutzung von Pipelines bis 2030

Bei einer **Beimischung** von Wasserstoff bzw. einer vollständigen Substitution von Erdgas durch Wasserstoff (**Umstellung**) können sich Auswirkungen auf die Transportkapazität im Erdgasnetz ergeben.

Die pro Zeiteinheit transportierbare Energiemenge von Wasserstoff liegt nach Adam et al. (2020) nur geringfügig unter der von Erdgas (s. auch nachfolgende Ausführungen). Die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff hat aus diesem Grund nur eine geringe Auswirkung auf die Pipelinekapazität für den Energietransport. Der auf die Stoffmenge oder auf das Volumen im Normzustand bezogene obere Heizwert von Erdgas (rund 11 kWh/Nm³) ist etwa dreimal so hoch wie der von Wasserstoff (3,5 kWh/Nm³). Um den Energieinhalt konstant zu halten, ist bei gleichem Druck etwa das dreifache Volumen an Wasserstoff erforderlich. Für den Pipelinetransport von reinem Wasserstoff ist im Vergleich zu Erdgas etwa die dreifache Kompressorleistung erforderlich, um eine ähnliche Kapazität in Bezug auf den Energiefluss zu erreichen, (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), 2021). Beim Vergleich des Energieflusses zweier Gase durch eine Pipeline sind die Parameter Dichte, Strömungsgeschwindigkeit und Druck wichtig. Das Molmassenverhältnis von Wasserstoff zu Methan beträgt ca. 1 : 8, woraus ein entsprechendes Verhältnis der Normdichte resultiert. Demnach beträgt die (Norm-)Dichte von Wasserstoff ungefähr ein Achtel der (Norm-)Dichte von Erdgas. Bei Betriebsdruck (ca. 100 bar) spielt zusätzlich das unterschiedliche Realgasverhalten eine Rolle. Bei dreifacher Strömungsgeschwindigkeit von Wasserstoff gegenüber Erdgas kann in der betrachteten Pipeline bei gleichem Druck und in der gleichen Zeit eine fast dreimal so große Stoffmenge Wasserstoff wie Erdgas transportiert werden. Damit verringert sich der transportierte Energiestrom (ohne Energiefluss) nur geringfügig. Bei dem gleichen Druckverlust über die Strecke ergibt sich in diesem Fall ein Energiefluss von Wasserstoff, der 83 Prozent desjenigen von Erdgas entspricht (Adam et al., 2020). Zukünftig wird davon ausgegangen, dass bei reinen Wasserstoffpipelines mit höherer Fließgeschwindigkeit eine größere Dimensionierung des Durchmessers der Pipeline (s. o. Ultra-high-capacity-pipeline) erforderlich wird (Hinz et al., 2021).

Technische Randbedingungen beim Wasserstofftransport in (Erdgas) Pipelines

Hinweise und Handlungsempfehlungen werden in dem Merkblatt G 655 zum Beispiel für gutachterliche Einzelabnahmen oder die Durchführung von Pilotprojekten gegeben. Für den Bereich der Gasinfrastruktur (Gastransport/ Gasverteilung) ist ein entsprechender H₂-Leitfaden nach Klement et al. (2020) derzeit in der Bearbeitung. Im Merkblatt G 409 des DVGW (Technischer Hinweis – Merkblatt, G 409 (M)) werden die technischen Aspekte und die Vorgehensweise zur Feststellung der werkstoffmechanischen Eignung für die Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff beschrieben. Hierbei wird erstmals auch Wasserstoff in Reinform betrachtet. Für den Einsatz von Wasserstoff in der bestehenden Gasinfrastruktur ist die technische Eignung des Systems eine Voraussetzung. Insbesondere die durch Wasserstoff möglichen Veränderungen (zum Beispiel Rohrleitungswerkstoff) sind im Vorfeld einer Umstellung detailliert zu untersuchen.

Eine schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteils auf bis zu 10 Prozent und als weiteres Ziel bis 20 Volumenprozent (Vol.-%) wird seitens DVGW angestrebt (Klement et al., 2020). Für Gasgeräte sind die Gasbeschaffenheitsfestlegungen aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“ (G 260) bzw. dem DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ (G 262 (A)) relevant. Für eine Anhebung auf bis 20 Prozent Wasserstoff-Erdgas-Gemischen und darüber hinaus neu auch auf 100 Prozent H₂ werden durch Fortschreibung des Arbeitsblattes 260 nach (Klement et al., 2020) die Weichen gestellt. Als zeitlicher Rahmen wird bei (Klement et al., 2020) für einen gestuften Austausch 20 Prozent bis 100 Prozent H₂ über **20 bis 30** Jahre angegeben.

Insgesamt werden im Erdgas-Transportnetz 71 Verdichterstationen mit 233 Verdichtereinheiten betrieben (Glas et al., 2019). Das Transportnetz ist über Gasübernahmestation mit den Verteilnetzen verbunden. In den Gasübernahmestationen sind Gasdruckregler eingesetzt, die den Druck vom Transportnetzdruckniveau auf das Verteilernetzdruckniveau reduzieren (Wachsmuth et al., 2019). Das

Transportnetz besteht im Wesentlichen aus fünf Netzelementen: Leitungen, Prozessgaschromatograph, Gasdruckregler, Gasvolumenstrommesser und Verdichterstationen. Die aktuell für die Messung und Abrechnung transportierter Erdgasmengen eingesetzten Prozessgaschromatographen und Gasvolumenstrommesser müssen bei Änderung der Gasart und -zusammensetzung ersetzt werden, damit das transportierte Gas mit der gleichen Genauigkeit erfasst werden kann, (Nationaler Wasserstoffrat, 2021). Die Größe der Verdichterstationen und die Anzahl der Kompressoren variieren je nach Rohrdurchmesser und zu transportierendem Gasvolumen. Derzeit sind in Deutschland 22.521 Volumenstrommesser und 40.257 Gasdruckregler in Verteilnetzen installiert (Wachsmuth et al., 2019). Eine Umrüstung der Netzelemente auf einen höheren Wasserstoffanteil oder auch reinen Wasserstofftransport ist technisch zwar möglich, jedoch **bis 2030 (sehr) unwahrscheinlich**.

3.1.2 Aktuelle Infrastrukturprojekte (Beispiele)

Der **Hafenbetrieb Rotterdam** und die Gasunie arbeiten gemeinsam an einer neuen Wasserstoffpipeline, die das Rückgrat (Backbone) der Wasserstoffinfrastruktur in Europas größtem Hafen bilden soll. Die erforderlichen Genehmigungen sollen Anfang 2022 beantragt und Anfang 2023 mit dem Bau begonnen werden. Die Inbetriebnahme der Hauptrohrleitung ist für 2024/2025 geplant. Die Pipeline zwischen der Maasvlakte und Pernis soll einen Durchmesser von 24 Zoll (DN 600) haben. Zum Vergleich: Für kleinere Pipelines mit einem Durchmesser von 20 Zoll wird bei einem Druck von 50 bar eine Transportkapazität von 1,2 GW (10 TWh/a) bei 100 Prozent Wasserstoff genannt, Wang et al. (2021). Bis 2030 ist zudem eine Gesamtproduktionskapazität für mehrere Elektrolyseure von 2 bis 2,5 GW geplant. Unter anderem soll eine 200 MW-Elektrolyseanlage im Konversionspark auf der 2. Maasvlakte (Erweiterungsfläche des Hafens Rotterdam) errichtet werden. Im Hinblick auf 2050 wird angestrebt, 20 Mt Wasserstoff durch den Hafen von Rotterdam zu leiten, auch in Richtung Hinterland. In Zukunft soll die Rohrleitung an das niederländische Wasserstoffnetz („Delta Corridor“ (Delta Corridor, 2021)) angeschlossen und es wird unter anderem eine Verbindung nach Nordrhein-Westfalen hergestellt (Poppe, 2020a; Poppe, 2021; Port of Rotterdam, 2020). Bei Port of Rotterdam (2021) wird angegeben, dass von den 20 Mt circa 10 Prozent in Rotterdam erzeugt und etwa 90 Prozent per Schiff importiert werden sollen. Zurzeit werden die Möglichkeiten für die Entwicklung von Importterminals im Hafen von Rotterdam geprüft. Bereits heute können einige Wasserstoffträger in Rotterdam umgeschlagen werden. Die Terminalkapazität für (grünen) Wasserstoff soll in den kommenden Jahren erweitert werden. Geplant ist zudem, dass diese Terminals an die neue Wasserstoff-Rohrleitung HyTransPort.RTM angeschlossen werden, die durch das Hafengebiet verlegt wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben berechnet, wie die ersten Schritte für ein Wasserstofftransportnetz („**H₂-Startnetz**“) in Deutschland für das Jahr 2030 aussehen sollte (FNB Gas, 2020a). Demnach würde damit auf der Basis des bestehenden Erdgasnetzes ein völlig neues Energienetz entstehen, das Industriezweigen wie Stahl oder Chemie die Möglichkeit verschafft, klimaneutral zu werden (FNB Gas, 2020a). Die konkrete Planung für das „H₂-Startnetz“ erfolgte beim FNB Gas im Rahmen des Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020 – 2030 (FNB, 2020b) in der so genannten Grüngas-Variante. Hierbei soll das „H₂-Startnetz“ im Wesentlichen Bedarfsschwerpunkte in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen mit Grüngas-Projekten zur Wasserstoff-Erzeugung in Norddeutschland verbinden. Von den geplanten 1.200 Kilometern sollen circa 1.100 Kilometer durch Umstellung von Erdgas-Leitungen für den Transport von Wasserstoff genutzt werden können, **lediglich rund 100 Kilometer müssten bis 2030 neu gebaut** werden (FNB Gas, 2020b). Nach Pielow (2021) soll die erste Erdgasleitung bereits zum Jahresende 2022 auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Angaben zum Zulassungsverfahren hinsichtlich Planfeststellung bzw. Plangenehmigung sind bei Pielow (2021) nicht beschrieben.

Unter dem Namen „**Green Wilhelmshaven**“ soll in Deutschland ein nationaler Knotenpunkt für Wasserstoff aufgebaut werden. Eine entsprechende Machbarkeitsstudie wird zurzeit erarbeitet (Oppermann, 2021). Geplant ist unter anderem ein Import-Terminal für grünen Ammoniak (Diermann, 2021; Hufenbach, 2021; Matthes et al., 2021). Mit dem Ammoniak-Cracker soll Wasserstoff hergestellt werden. Auch eine Einspeisung in ein Wasserstoffnetz wird genannt. Die Inbetriebnahme des neuen Terminals mit einem Ammoniak-Cracker ist ab 2027 geplant. Darüber hinaus ist eine Elektrolyse-Anlage in der Größenordnung von 410 MW geplant. Mit Importterminal und Elektrolyse zusammen würden rund 295.000 Tonnen Wasserstoff bereitgestellt werden können (Pfennig et al., 2021).

Ammoniak-Pipelines werden seit langer Zeit zum Transport von flüssigem Ammoniak für die Düngemittelindustrie genutzt. Nach Papavinasam (2014) gibt es in den USA ein 4.828 km langes Pipeline-System (Durchmesser 152 – 203 mm). Hierüber werden etwa 2 Millionen Tonnen Ammoniak pro Jahr transportiert. Dies entspricht dem Transport von 350.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Ammoniak-Pipelines arbeiten bei einem Druck von 17,23 bar. Die zurzeit längste Ammoniak-Pipeline der Welt führt von der Produktionsanlage TogliattiAzot in Russland nach Odessa in der Ukraine (Togliattiazot, 2020). In Europa ist das Pipeline-Netz für den Transport von flüssigem Ammoniak mit Längen von bis zu 12 km und Durchmessern zwischen 75 und 150 mm bisher nur in geringem Umfang ausgebaut. Vornehmlich in Hafenbereichen (Rotterdam, Antwerpen) mit Anschlüssen zu Produktionsanlagen wurden einzelne Ammoniak-Pipelines verlegt (fertilizer europe, 2013). Technisch machbar sind die Ammoniak-Pipelines, aber eine Umsetzung, das heißt Pipelinebau bis 2030 eher unwahrscheinlich.

Wasserstoff-Transport von Dänemark nach Deutschland

In der Vorstudie (Gasunie & ENERGINET, 2021) zur Machbarkeit wurde der Transport von grünem Wasserstoff über eine 340 bzw. 440 km lange zum Teil umgewidmete Pipeline von Esbjerg beziehungsweise Holstebro in Dänemark nach Hamburg in Deutschland untersucht. Je nach Startpunkt der Pipeline sind zwischen 130 beziehungsweise 230 km Pipeline neu zu errichten. Dänemark verfügt über zahlreiche erneuerbare Energiequellen, insbesondere Offshore-Wind, die für die Produktion von grünem Wasserstoff genutzt werden können. Allerdings ist die Nachfrage nach grünem Wasserstoff in Dänemark selbst relativ begrenzt. Für eine erste Phase wurde angenommen, dass bis zu 2,5 GWh/h Wasserstoff ohne den Einsatz einer Verdichterstation transportiert werden kann. Verdichterstationen für Erdgas können nicht für Wasserstoff eingesetzt werden, sondern müssen durch speziell für die Verdichtung von Wasserstoff geeignete Verdichterstationen ersetzt werden. Zunächst wurde in der Studie davon ausgegangen, dass der Einspeisedruck ausreicht. Die Kapazität kann zu einem späteren Zeitpunkt durch den Einsatz von Verdichterstationen auf bis zu 8,6 GWh/h erhöht werden.

Der direkte Seeweg zwischen den Häfen von Esbjerg und Hamburg wird bei (Sea-distances, 2021) mit 188 Sm (ca. 350 km) angegeben. Der Transport von Wasserstoff per Schiff im Vergleich zu Pipelines wird nach Angaben von (IEA, 2020) nur für Entfernungen von mehr als 1.500 km als wirtschaftlich eingestuft. In der Vorstudie (Gasunie & ENERGINET, 2021) wurde der Schiffstransport bei der geringen Entfernung als nicht umsetzbar beurteilt. Da der Transport von Wasserstoff per Schiff auch mit logistischen Herausforderungen verbunden ist, sind folgende Überlegungen in der Vorstudie (Gasunie & ENERGINET, 2021) eingeflossen: Angenommen der Wasserstoff würde per Schiff vom Hafen Esbjerg zum Hamburger Hafen transportiert, so würde dies ein 160.000 m³ großes Tankschiff erfordern, das auf jeder Fahrt etwa 11.400 Tonnen verflüssigten Wasserstoff transportiert (Al-Breiki & Bicer, 2020). Um die gleiche Menge Wasserstoff wie per Pipeline ohne Verdichterstation (2,5 GWh/h entsprechen circa 22 TWh/a = ca. 0,66 Mt_{H₂}/a) mit einem Schiff (160.000 m³ entsprechen ca. 11.400 t_{LH₂}; Umrechnung: 1 kg_{LH₂} entspricht 0,8418 Nm³ bei 15 °C, 1 bar) zu liefern, müssten jährlich ca. 58 Schiffe in Hamburg eintreffen, das heißt bei 360 Tagen/a und 58 Schiffen etwa alle 6 Tage ein Schiff. Würden die Wasserstoffmenge per Lkw (je 4 Tonnen Flüssigwasserstoff) von Esbjerg nach Heidenau transportiert,

fielen pro Tag etwa 460 Lieferungen an. Die 22 TWh/a Wasserstoff per Pipeline aus Dänemark entsprechen der Hälfte der bei Prognos et al. (2021) genannten Importmenge für Deutschland im Jahr 2030.

Wasserstoff-Transport von Island über Rotterdam nach Deutschland

Bisher wird auf Island Wasserstoff per Elektrolyse in einzelnen kleineren Anlagen (< 1 MW) produziert. Erste Untersuchungen zum Bau eines 10 MW-Elektrolyseurs laufen zurzeit. Mit einem kurzzeitigen Baubeginn vor 2030 wird nicht gerechnet (Pickford, 2021). Landsvirkjun, die nationale Energiegesellschaft Islands, und der Rotterdamer Hafen haben eine Absichtserklärung (Memorandum of Understanding - MOU) zur Durchführung einer Vorab-Machbarkeitsstudie für den Export von grünem Wasserstoff von Island nach Rotterdam unterzeichnet (Poppe, 2020b).

Wasserstoff-Transport zwischen Afrika und Europa

Die Pipeline-Verbindungen zwischen Afrika und Europa werden nach Wijk (2020) auch als „Brücke“ bezeichnet. Zurzeit sind vier Erdgaspipelines zwischen Nordafrika und Südeuropa in Betrieb (MacDonald, 2010). Erdgaspipelines sind in Afrika in einigen einzelnen Regionen vorhanden, aber nicht über den Kontinent hinweg verbreitet. Einen flexibleren Gashandel mit Europa sollte die Trans-Sahara-Pipeline von Nigeria nach Algerien ermöglichen. Anfang August 2021 war der Spatenstich für ein Teilprojekt, die „AKK Gas Pipeline“ (Ajaokuta, Kaduna, Kano 614 km Länge). Die AKK-PP ist Teil der bereits bestehenden westafrikanischen Gaspipeline und fördert Gas von Nigeria in die Republik Benin, nach Togo und Ghana. In Nigeria gibt es allerdings Akzeptanz- und Finanzierungsprobleme, die den Bau verzögern könnten (Momoh, 2021). Eine Bauzeit von etwa 25 Jahren wird für die mehr als 4.000 km lange Trans-Sahara-Pipeline genannt (Sahel and West Africa Club, 2017). Dies bedeutet, dass eine Fertigstellung erst (weit) nach 2045 erfolgen wird.

3.1.3 Genehmigungsrechtliche Planungshorizonte für neue Pipelines

Erfolgt die **Umstellung** von Erdgasleitungen auf Wasserstoff als eine Änderung des Betriebskonzeptes nach § 43f gemäß Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 des EnWG 2021 bedarf diese keiner Umweltverträglichkeitsprüfung. Ein Anzeigeverfahren ist hierfür ausreichend.

Reine Wasserstoffnetze stellen insgesamt keine Gasversorgungsnetze i. S. des EnWG dar. Dem Begriff „Gasversorgungsleitung“ in Teil 5 beginnend mit § 43d des EnWG („Planfeststellung, Wegenutzung“), werden durch § 43l Abs. 1 die Wasserstoffnetze ausdrücklich zugeordnet. Hieraus ergibt sich, dass die **Planfeststellungspflicht** nach § 43 Abs. 1 Nr. 5 EnWG auf neue Wasserstoffleitungen anzuwenden ist, sofern diese Leitungen einem „Wasserstoffnetz“ im Sinne der Begriffsdefinition aus § 3 Nr. 39a zuzurechnen sind. In den Planungsprozessen sind an zahlreichen Stellen öffentliche Beteiligungsmöglichkeiten vorgesehen. Hierzu wird bei dena (2020) festgestellt, dass trotz umfangreicher und aufwendiger Beteiligungsprozesse häufig die Akzeptanz für die Infrastrukturmaßnahmen fehlt, die zu zeitlichen Verzögerungen im Ablauf und in der Umsetzung führen. In der **Phase 2025 bis 2030** könnten erforderliche genehmigungsrechtliche Verfahren für eine Umstellung von Pipelines **zumindest eingeleitet werden**.

Beispiel Erdgas-Umstellung (von L auf H-Gas)

Zu dem Neubau der 216 km langen Fernleitung Zeelink von der belgisch-deutschen Grenze bei Lichtenbusch bis nach Legden in Nordrhein-Westfalen gehörten mehrere Genehmigungsphasen, wie Antragskonferenzen und Scoping-Termine sowie das Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Die Planungs- und Genehmigungsphasen lagen zwischen den Jahren 2015 bis 2019. Diese waren gekennzeichnet von intensiven Dialogen mit Politik, Behörden, Trägern öffentlicher Belange sowie den Bürgerinnen und Bürgern im Projektgebiet. Zu den in 2021 in Betrieb genommenen technischen Anlagen gehören unter anderem vier Gas-Druckregel- und Messanlagen. Die Umstellung von L-auf H-Gas erfolgt

für die Kunden schrittweise bis 2030 (Bosnjak et al., 2021). Die Optionen zur Umstellung und Nachnutzung von freiwerdenden Leitungen, können i. S. der NWS für die zukünftige Versorgung mit Wasserstoff dienen.

3.1.4 Zwischenfazit: Pipelines

Eine **Beimischung** von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz kann sich auf die Netzelemente sowohl im Transport- als auch im Verteilnetz auswirken und Umrüstungen nach sich ziehen. Grundsätzlich sind die Umrüstungen technisch möglich, jedoch ist bei der Vielzahl der Maßnahmen nicht mit einer Fertigstellung bis 2030 zu rechnen. Beimischungen zwischen 10 bis 20 Prozent sind bis 2030 bei den Vertretern der Verbände zumindest angedacht. Höhere Beimischungen sind allerdings eher unwahrscheinlich.

Für **reine Wasserstoffpipelines** ist bis 2030 mit der Erstellung von einzelnen privaten Anschlüsse von wenigen 100 km-Länge zu rechnen, um „H₂-Inseln“ zu verbinden. Bei erforderlich werdenden Planfeststellungsverfahren könnten diese zumindest eingeleitet werden. Mit dem Merkblatt G 409 des DVGW (Technischer Hinweis – Merkblatt, G 409 (M)) werden erstmals die technischen Aspekte für die Umstellung von Gashochdruckleitungen für den Transport von Wasserstoff in Reinform beschrieben, was hilfreich sein dürfte.

In seiner Stellungnahme empfiehlt der SRU (2021) den Bedarf für reine Wasserstoffpipelines zu prüfen und Wasserstoffcluster aufzubauen. Der SRU sieht hierbei ferner, dass Faktoren wie Elektrolysestandorte, Importwege oder Einsatzbereiche von Wasserstoff zurzeit unsicher sind und deswegen die Planung für die Infrastruktur **bei lokalen Inselnetzen** beginnen sollte (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), 2021). Bei Produktpipelines, wie zum Beispiel Ammoniak-Pipelines gibt es eine grundsätzliche technische Machbarkeit, aber eine Umsetzung bis 2030 ist als eher unwahrscheinlich einzuschätzen. Zumindest genehmigungsrechtliche Verfahren könnten eingeleitet werden. Vorteilhaft ist hinsichtlich Ammoniak die vorhandene Infrastruktur (Ammoniak-Terminals in Häfen) und eine globale Anbindung. Nachteilig ist allerdings, dass der so gebundene Wasserstoff nur energetisch oder durch aufwändige Rückgewinnung nutzbar ist

Des Weiteren wird synthetisches Methan diskutiert, das als „**EE-Methan**“ aus erneuerbaren Energien erzeugtes Methan bezeichnet wird. Der Herstellungsweg besteht im Wesentlichen aus der Wasserstoff-Herstellung über eine mit erneuerbaren Energien betriebene Elektrolyse und der anschließenden Methanisierung mit CO₂ in einem Synthesereaktor (Sabatier-Prozess). Das so erzeugte Gas besitzt annähernd dieselben Eigenschaften wie fossiles Erdgas und kann daher ohne weitere Vorbehandlung in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden (Scherrer & Burghard, 2020).

3.2 Schiff

Für die Erschließung internationaler H₂-Quellen sind insbesondere Häfen wichtig und der Aufbau einer eigenen Schiffs- und Importlogistik. In Anlehnung an LNG-Importe wird so ein Anschluss an Gasexportländer möglich. Hierbei könnten mit synthetischem erneuerbarem Methan auch weiträumige LNG-Importstrukturen erschlossen und das Portfolio von Exportländern ausgeweitet werden (zum Beispiel Australien, Chile). Eine LNG-Infrastruktur existiert in Deutschland bisher nicht. Der Elbehafen Brunsbüttel führt regelmäßig LNG-Bebunkerungen, sowohl truck-to-ship als auch ship-to-ship durch. Jedoch ist das deutsche Gasnetz direkt mit LNG-Importterminals in den Nachbarländern verbunden, wie beispielsweise mit dem niederländischen Terminal „Gate“ in Rotterdam. Im Folgenden wird der Stand zum Schiffstransport von chemisch gebundenem und verflüssigtem Wasserstoff betrachtet.

In seinem Positionspapier hat der Nationale Wasserstoffrat beschrieben, dass kleinere Mengen an Wasserstoff flexibel über Lkw-Trailer, größere Mengen per Fernleitung oder Schiff transportiert werden können (Nationaler Wasserstoffrat, 2021). Im europäischen Umfeld, d. h. für Entfernungen bis zu etwa 10.000 km, wird der Wasserstofftransport über Pipelines als „die wirtschaftlichste Option“ eingestuft. Nur für relativ kurze Entfernungen (bis 320 km) lohnt sich ein Transport per Tube-Trailer-Lkw (Scipioni et al., 2017), siehe auch Kapitel 3.3.1. Für die Erschließung internationaler H₂-Quellen sind insbesondere Häfen wichtig und der Aufbau einer eigenen Schiffs- und Importlogistik. Die für den Transport via Lkw entwickelten Technologien sind prinzipiell auf den Transport mit einem Schiff übertragbar. Vorteilhaft ist die deutlich höhere Ladungskapazität der Schiffe sowie die interkontinentale Reichweite. Nachteilig wirkt sich aus, dass für die Be- und Entladung eine entsprechende Hafeninfrastruktur vorhanden sein muss.

Anforderungen an den Transport

Sofern Wasserstoff einen langen/weiten Weg zurücklegen muss, bevor dieser verwendet werden kann, könnten die Kosten für Transport und Verteilung dreimal so hoch sein wie die Kosten für die Wasserstoffproduktion selbst (IEA, 2019). Für einen Transport per Schiff, wird Wasserstoff i. d. R. verflüssigt. Alternativ wäre Wasserstoff in Form von Ammoniak oder in flüssigen organischen Wasserstoff-Trägermaterialien (LOHCs) zu transportieren. Für Entfernungen von weniger als 1.500 km ist der Transport von gasförmigen Wasserstoff per Pipeline wahrscheinlich die kostengünstigste Transportoption. Bei Transportentfernungen von mehr als 1.500 km ist der Transport von Wasserstoff in Form von Ammoniak oder LOHC nach IEA (2019) kostengünstiger. Die Alternativen Ammoniak und LOHC sind zwar kostengünstiger zu verschiffen, aber die Kosten für die Umwandlungsprozesse (vorher/nachher) sind signifikant. Zusätzlich können Fragen der Sicherheit der Handhabung und der öffentlichen Akzeptanz in der Bevölkerung aufkommen.

Als zusätzliche Faktoren beim Schiffstransport ist zu berücksichtigen, dass im Massengutsektor die Transportströme aus verschiedenen Richtungen in der Regel nicht ausgeglichen sind. Die Vorkommen und die Verarbeitung sind häufig geographisch weit voneinander entfernt. Bei Rohöltankern sind diese zum Beispiel auf einer Rundreise jeweils nur während der Fahrt (i. S. „Hinfahrt“) vom Lade- zum Löschhafen beladen. Auf der Rückfahrt sind die Tanker dann meistens leer bzw. haben nur Ballastwasser in den hierfür vorgesehenen Tanks an Bord. Folglich ist in der Frachtrate die „leere“ Rückfahrt einkalkuliert (Gelpke, 2010).

Wasserstoffspeichertechnologien lassen sich in drei Hauptkategorien einteilen:

- (1) Wasserstoff kann als Gas oder Flüssigkeit in reiner, molekularer Form ohne signifikante physikalische oder chemische Bindung an andere Materialien gespeichert werden (z. B. Verflüssigung).
- (2) Molekularer Wasserstoff kann an oder in ein Material adsorbiert werden mit den relativ schwachen physikalischen van-der-Waals-Bindungen.
- (3) Atomarer Wasserstoff kann chemisch gebunden (absorbiert) werden (Andersson & Grönkvist, 2019). Die Anwendung bestimmter Speichertechnologien, wie z. B. Flüssigwasserstoff, Methanol, Ammoniak und Dibenzyltoluol (DBT), wird als vorteilhaft in Bezug auf Speicherdichte, Lagerkosten und Sicherheit angesehen.

Verflüssigter Wasserstoff

Im Bericht „Norwegian future value chains for liquid hydrogen“ (NCE Maritime Cleantech, 2019) werden die Hindernisse für eine zukünftige norwegische Wertschöpfungskette für flüssigen Wasserstoff

für den maritimen Einsatz untersucht. Hierbei zeigte sich als offensichtlichstes Hemmnis zur Umsetzung die derzeit produzierte Menge an Flüssigwasserstoff. **Diese ist limitiert durch die Verflüssigungskapazität in Europa von etwa 25 t_{LH2}/d (ca. 9 100 t_{LH2} im Jahr)** (Aasadnia & Mehrpooya, 2018; Essler et al., 2012; Peschka, 1992; West, 2003). Der Industriepark Mongstad in Norwegen wurde im Rahmen eines Projekts 2019 als Standort für eine Produktionsanlage (6 t_{LH2}/d) für flüssigen Wasserstoff ausgewählt. Eine Inbetriebnahme wird 2024 erwartet, d. h. nach einer ingenieurtechnischen Planungsphase von 1 bis 2 Jahren folgt eine Bauphase von etwa 4 Jahren.

Die derzeitige globale Gesamtkapazität zur Wasserstoffverflüssigung wird mit etwa 355 t_{LH2}/d angegeben (Andersson & Grönkvist, 2019; Berstad et al., 2021). Die größten in Betrieb befindlichen Wasserstoffverflüssiger sind in den USA angesiedelt und haben eine maximale Verflüssigungskapazität im Bereich von 20 – 35 t_{LH2}/d und pro Anlage. In Französisch-Guayana, Südamerika, steht am Weltraumbahnhof Kourou eine Anlage mit einer Verflüssigungskapazität von etwa 5 t_{LH2}/d. Japan verfügt über eine Verflüssigungsanlage von 26 Tonnen pro Tag. Einzelne kleinere Anlagen (1 – 2 t_{LH2}/d) gibt es noch in China, Indien und Russland (Decker, 2019; Ghafri & Munro, 2019).

Komprimierter gasförmiger Wasserstoff

Wasserstoff kann komprimiert werden, um ihn ohne Verflüssigung in großen Tanks zu speichern. Im Allgemeinen ist dies die bevorzugte Lösung, wenn eine gasförmige Versorgung wirtschaftlicher ist. Aktuell ist noch kein Schiff für den kommerziellen Transport von CGH₂ verfügbar. Erste Schiffmodelle für den CGH₂-Transport sind avisiert, aber noch nicht zugelassen. Mit einer Kommerzialisierung ist nicht vor 2030 zu rechnen.

Adsorbierter Wasserstoff

Die adsorptive Speicherung basiert auf der Anlagerung des Wasserstoffs an die Oberfläche eines hochporösen Materials. Hierzu werden z. B. Metal Organic Frameworks, Aktivkohle, Carbon-Nanotubes, mikronisierte Polymere (Enhanced Amonia Borane) oder Zeolithe untersucht. Die Adsorption erfolgt üblicherweise bei Temperaturen von < -196 C. Die adsorptive Speicherung wird bislang nicht eingesetzt, da eine technische Umsetzung mit einigen Herausforderungen (kinetische Limitierungen, thermische Effekte, ungenügende Speichereffizienz) verbunden ist (Müller, 2019).

Chemisch gebundener Wasserstoff

Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)

Eine Technologie zur Speicherung von elektrischer Energie sind flüssige Wasserstoffträgermaterialien (LOHC). Dabei wird Wasserstoff chemisch an einem Trägermaterial gebunden. Dies ermöglicht eine Lagerung mit hoher Speicherdichte bei Umgebungsbedingungen. Wasserstoff wird nach Müller (2018) bei erhöhtem Druck (20 bis 50 bar) und niedrigen Temperaturen (150 bis 250 °C) in einer Hydrierungsreaktion aufgenommen. Die Wasserstofffreisetzung erfolgt analog bei niedrigerem Druck (1 bis 5 bar) und erhöhter Temperatur (200 bis 320 °C). Das Trägermaterial wird bei dem Vorgang nicht verbraucht, sondern zyklisch mit Wasserstoff be- und entladen (Arlt & Obermeier, 2018). Die LOHC-Technologie zeichnet sich durch eine (sehr) gute Reversibilität aus. Bei der LOHC-Technologie wird im hohen Wärmebedarf zur Wasserstofffreisetzung ein Nachteil gesehen (Niermann, Drünert, Kaltschmitt, & Bonhoff, 2019). Für die Effizienz des Prozesses ist die Art der Wärmezufuhr entscheidend. Die Nutzung der Abwärme aus der Rückverstromungstechnologie wäre nach Müller (2018) eine sehr gute Möglichkeit hierfür. Insbesondere der Transport (im flüssigen Aggregatzustand) und die nahezu verlustfreie Speicherung des Wasserstoffträgermaterials bei Umgebungsbedingungen weisen Vorteile gegenüber an-

deren Formen, wie Druckwasserstoff oder kryogenem Wasserstoff auf. LOHC können mit herkömmlichen Flüssigkeitspumpen und in einer vorhandenen Kraftstoff-Infrastruktur (wie z. B. für Benzin- oder Dieselkraftstoffe bzw. Rohöl) transportiert werden. Erste containerbasierte Anlagen mit der LOHC-Technologie (H18-DBT) werden zurzeit als Pilot- und Testanlagen betrieben. Mit einer großtechnischen Umsetzung, die ausreichend große Mengen an LOHC für den Schiffstransport incl. aller notwendigen verfahrenstechnischen Komponenten liefert ist vermutlich nicht bis 2030 zu rechnen.

Ammoniak:

Als weiteres Speichermedium für Wasserstoff dient Ammoniak. Ammoniak ist flüssig, wenn dieser komprimiert oder gekühlt wird. Er wird unter Druck gespeichert, um ein Verdampfen zu verhindern. In komprimierter Form besitzt Ammoniak damit eine vergleichsweise hohe Speicherdichte bezogen auf den Wasserstoff. Für Ammoniak sind ausgereifte Produktions- und Speichertechnologien verfügbar. Bereits jetzt wird Ammoniak rund um die Welt transportiert. Weltweit sind etwa 120 Häfen am Import und Export beteiligt und verfügen auch über entsprechende Infrastrukturanlagen. Hafen- und Aufsichtsbehörden zögern derzeit, das Bunkern von Ammoniak aufgrund der Toxizitätsgefahren zuzulassen.

Ammoniak als Frachtgut wird i. d. R. als verflüssigtes Gas transportiert bei einem Druck von max. 0,275 bar (g), einer Temperatur von -33 °C und einer Dichte von 680 kg/m³. Die Gastanker fahren mit einer Reisegeschwindigkeit von 16 Knoten. Gastanker werden nach den höchsten Sicherheitsstandards der Schifffahrtsindustrie betrieben und unterliegen einem strengen Überprüfungs- und Inspektionsregime. „Midsize Gas Carrier“ (27.300 Mt) sind die heute am meisten genutzten Schiffsgrößen, mit denen der Großteil des Ammoniakhandels abgewickelt wird. Ferner gibt es „Very Large Gas Carrier“ (VLGC; 56.000 Mt), die heute allerdings noch nicht für den Ammoniaktransport eingesetzt werden. Für die Zukunft wird die Idee von „Ultra Large Gas Carrier“ (ULGC; 113.000 Mt) diskutiert (Hydrogen Europe, 2020).

Am 27.09.2020 wurde eine erste Menge von 40 Tonnen „blauer“ Ammoniak von Saudi-Arabien aus nach Japan per Schiff transportiert. Beteiligt waren die Unternehmen Saudi Aramco, SABIC (Saudi Basic Industries Corporation) und das Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ) (Brown, 2020; Martin et al., 2021).

Methanol (flüssig):

In Chile entsteht im äußersten Süden in der Nähe von Punta Arenas unter dem Projektnamen „Haru Oni“ die erste kommerzielle Großanlage zur Herstellung von Methanol als E-Fuel in Patagonien. Die Gegend rund um Punta Arenas ist nicht an das chilenische Stromnetz angeschlossen. Vor einigen Jahren entstand nach (Global Energy Solutions e. V., 2021) die Idee, das „große Angebot an Windenergie in Moleküle umzuwandeln und die elektrische Energie transportabel zu machen“, was dann in der chilenischen Wasserstoff-Strategie (Ministerio de Energía, 2020) Einfluss fand. Nach Waterstof Magazine (2021) genehmigte zwischenzeitlich der chilenische Umweltausschuss das Projekt Haru Oni zur Errichtung eines Produktionsstandortes. Zunächst soll eine 3,4 MW Windkraftanlage errichtet werden.

Im Zuge der deutschen Wasserstoffstrategie erhält Siemens Energy für das Projekt „Haru Oni“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine Förderung in Höhe von rund 8 Millionen Euro (future:fuels, 2021). Mit der geplanten Anlage sollen bereits in 2022 rund 130.000 Liter E-Fuel erzeugt werden. In zwei Schritten soll die Kapazität dann bis 2024 auf rund 55 Millionen Liter und bis 2026 auf 550 Millionen Liter E-Fuel pro Jahr gesteigert werden.

In Chile hatten nach Wilmsmeier & Sanchez (2017) Deregulierung und Privatisierung einen großen Einfluss auf die Verfügbarkeit von zuverlässigeren und kostengünstigeren Dienstleistungen für die Wirtschaft. Die Reformen im Hafensektor ergänzten auch Chiles Bemühungen zur Handelsliberalisierung. Als Indikatoren für die Hafeninfrastruktur werden bei Wilmsmeier et al. (2006) u. a. die Hafeneffizienz, Hafenprivatisierung, allgemeine Verkehrsinfrastruktur, Zollverzögerung und Hafenkonnektivität aufgeführt. Chile hat ein Straßennetz von über 80.500 km, über die auch die Hafenhinterland-Anbindung erfolgt (International Transport Forum - OECD, 2016). Das produzierte E-Fuel soll zunächst in Tanks gelagert und dann per Lkw zum etwa 35 km entfernten Terminal Jose de los Santos Mardones transportiert werden, das zum Hafen von Punta Arenas gehört. Welcher Lkw-Kraftstoff für die Transporte eingesetzt wird, ist nicht angegeben. Der Hafen von Punta Arenas wird auf den internationalen nautischen Informationsseiten, wie in ("World Port Source") eher als „klein“ eingestuft. Für das Terminal Jose de los Santos Mardones wird ein Tiefgang von max. 14 m und eine Schiffsgröße von max. 250 m genannt. Die Entfernung vom Hafenstandort Punta Arenas, Chile bis nach Rotterdam, Niederlande, beträgt etwa 7.400 Seemeilen. Bei einer durchschnittlichen Reisegeschwindigkeit von 16 Knoten ergibt sich eine Reisezeit von ca. 20 Tagen (ohne Ladevorgänge). Die Entfernung von Punta Arenas nach Hamburg beträgt etwa 7 700 Seemeilen, wofür mit einer Geschwindigkeit von 16 Knoten eine Reisezeit von ca. 21 Tagen (ohne Ladevorgänge) in Ansatz zu bringen sind. Angenommen, die Rückreise des Schiffs beträgt ebenfalls etwa 20 bzw. 21 Tage, könnten pro Jahr etwa 9 Transporte abgewickelt werden (ohne Ladevorgänge).

3.2.1 Verfügbarkeit von Schiffen in Abhängigkeit der Transportmedien

In Australien wird u. a. von Kawasaki in Port Hastings nahe Melbourne zurzeit eine Verflüssigungspilotanlage errichtet (Kapazität 0,25 Tonnen pro Tag). Das Pilotprojekt hat einen langen zeitlichen Horizont und wird erst **in den 2030er Jahren** in seine kommerzielle Phase eintreten. Dann soll eine jährliche Menge von bis zu 225.000 Mt_{LH₂} produziert werden können. Kawasaki ließ einen Prototyp für ein Transportschiff mit dem Namen „Suiso Frontier“ am 11.12.2019 in der Kobe Factory, Japan, vom Stapel. Eine erste Reise ist für 2022 geplant. Der mit konventionellem Schiffsdiesel angetriebene Prototyp (Tiefgang 4,5 m, Länge 116 m, Breite 19 m) verfügt über eine Kapazität von etwa 1 250 Nm³ für flüssigen Wasserstoff (LH₂), d. h. umgerechnet ca. 90 t_{LH₂}. Mit diesem Prototypen könnte nach Merten et al. (2020) umgerechnet gerade einmal die Jahresproduktionsmenge einer 1 MW Onshore-Windkraftanlage in Marokko (bei 4.000 h/a) transportiert werden.

In der nächsten Projektphase plant Kawasaki bis **Mitte der 2030er Jahre** einen kommerziellen Wasserstofftanker zu bauen (Saul, 2021). Die Kapazität derartiger Schiffe soll dann bei 160.000 Nm³ (dies entspricht einem „Very Large Crude Carrier“ - VLCC) liegen, sodass etwa 11.400 t_{LH₂} (Al-Breiki & Bicer, 2020) transportiert werden können. Eine Geschwindigkeit von 16 Knoten (29,7 km/h) (ERIA, 2020) und von 20 Knoten (37,4 km/h) (Al-Breiki & Bicer, 2020) wird für die Schiffe prognostiziert. Eine Lebensdauer von 15 Jahren wird für die Schiffe avisiert (Al-Breiki & Bicer, 2020). Trotz Isolierung führt eine unvermeidbare langsame Erwärmung der Tanks zum Verdampfen eines Teils der Ladung („Boil-Off“). Für LH₂ beziffert sich (Al-Breiki & Bicer, 2020) während der Transportphase der tägliche Boil-Off Verlust auf 0,52 Prozent (Al-Breiki & Bicer, 2020). Beispielhaft wird bei Al-Breiki & Bicer (2020) für einen einzelnen Transport bei einer Reisezeit von 13 Tagen und einer Strecke von 12.000 km für LH₂ insgesamt ein Boil-Off Verlust von ca. 1.600 t_{LH₂} bei einer Tankerkapazität von 11.400 t_{LH₂} (d. h. insgesamt ca. 14 Prozent Boil-Off Verlust) angegeben.

Die Kawasaki Heavy Industries Ltd. hat eine grundsätzliche Genehmigung durch die Klassifikationsgesellschaft Nippon Kaiji Kyokai „ClassNK“ entsprechend dem „International Code for the Construction

and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk“ (IGC-Code s. a. Glossar) erhalten. Für LNG-Tanker in der Größe VLCC wird in (GIIGNL, 2019) eine Bauzeit von 20 bis 36 Monaten angegeben.

In drei weiteren Werften werden zurzeit Pilotschiffe zum Wasserstofftransport entwickelt, die innerhalb der nächsten drei Jahre zumindest für Tests bereit sein sollen. In Südkorea ist ein Projekt bei Korea Shipbuilding & Offshore Engineering in Arbeit. Die norwegische Reederei Wilhelmsen Group arbeitet mit Partnern, um ein „Roll-on / Roll-off“-Schiff zu bauen, das in der Lage sein wird, flüssigen Wasserstoff über Container oder Anhänger zu transportieren, die an Bord gefahren werden. Kanadas Ballard Power Systems und Australiens Global Energy Ventures arbeiten beispielsweise zusammen, um ein Schiff zu entwickeln, das komprimierten gasförmigen Wasserstoff transportiert. „Der früheste Zeitrahmen wäre 2025/26“ für ein Pilotschiff, wird prognostiziert (Saul, 2021). Ein 40-Fuß-Container fasst etwa 800 – 1.000 kg unter Druck stehendes Wasserstoffgas, aber bis zu 3.000 kg flüssigen Wasserstoff. Zum Vergleich mit LNG: die Entwicklung von LNG dauerte Jahrzehnte, bevor dies vollständig eingeführt wurde, u. a. aufgrund der erforderlichen Hafeninfrastruktur und der notwendigen Schiffe.

Für den Transport von flüssigem Wasserstoff werden bereits heute teilweise 40-Fuß-ISO-Container mit einem Fassungsvermögen von 2,49 – 3,16 t_{LH2} verwendet. Ebenfalls als Möglichkeit betrachtet werden sogenannte SWATH carrier (Small Waterplane Area Twin Hull), welche eine Transportkapazität von rund 8.150 t_{LH2} erreichen. Die 40-Fuß-ISO-Container können ebenfalls mit Druckgasflaschen bestückt werden (200 bar Stahlflasche, 279 kg Wasserstoff und 700 bar Komposit-Behälter-Variante, 1.410 kg_{H2} pro Container).

Zusatzinfo: Eine Klassifikation wird von Klassifikationsgesellschaften vorgenommen, die das Schiff technisch untersuchen und den baulichen Zustand, die Tauglichkeit für den Transport bestimmter Güter oder für bestimmte Fahrten und Fahrtreviere bewerten. Das Ergebnis der Klassifikation wird in einem Klassifikationsattest festgehalten. Ein ordnungsgemäßes Klassifikationsattest ist Voraussetzung, um das Schiff und die Ladung zu versichern. Ferner ist die Klassifikation von Seeschiffen Voraussetzung für die Zugehörigkeit zur Handelsmarine.

3.2.2 Überschlägige Berechnung zur benötigten Anzahl an Schiffen

Für den Transport von chemischen Stoffen werden nach Teichmann (2015) bevorzugt Massengutschiffe (sogenannte Produktentanker) mit einer Tragfähigkeit von 45.000 t der Handymax-Klasse eingesetzt. Der Einsatz größerer Tanker, wie Suez Max mit 160.000 t, wird bei Sekkesæter (2019) beschrieben. Mit einer Speicherkapazität H₂ für H18-DBT von 6,2 Prozent und abzüglich der Masse an Wasserstoff (2.790 t) ergibt sich eine Menge von 42.210 t_{LOHC}, die im Tank eines Produktentankers verbleiben. Da die Export-/ Import-Terminals sowohl beladene als auch unbeladene LOHC lagern müssen, verdoppelt sich die erforderliche Lagerkapazität (Sekkesæter, 2019). Typische Größe für einen Lagertank für Mineralöl ist 50.000 m³. Die bei Teichmann (2015) als „groß“ eingestuften Abnahmemengen an LOHC (H18-DBT) wird ein Preis von 2,50 €/kg genannt. In Bezug auf H18-DBT wird häufig der Punkt „Zyklensstabilität“ und Materialverluste (0,1 Prozent je Zyklus (Teichmann, 2015)) diskutiert, das heißt nach 1.000 Zyklen ist kein Material mehr vorhanden. Bei einer Distanz von ca. 4.000 bis 5.000 km z. B. Nordafrika und einer angenommenen Reisezeit (inkl. Ladevorgängen) von einem Monat, fährt ein Schiff diese Strecke 12 Mal im Jahr, d. h. es fallen 24 Zyklen an. Erhöht sich die Distanz, z. B. auf 10.000 km, wird die Reisezeit entsprechend länger und die Zyklenzahl pro Jahr nimmt ab.

In 2030 wird gemäß NWS ein Importbedarf von 76 – 96 TWh/a (umgerechnet 2,3 – 2,9 Mt_{GasH2}/a bzw. 2,1 – 2,7 Mt_{LH2}/a) erwartet. Mit den verschärften Klimaschutzziele wurde bei (Prognos, Öko Institut, Wuppertal Institut, 2021) ein Importbedarf für Deutschland in Höhe von 44 TWh/a (umgerechnet 1,32 Mt_{GasH2}/a bzw. 1,23 Mt_{LH2}/a) für 2030 benannt. In der Tabelle wird angegeben, wie viele Schiffe jährlich

in einem Hafen in Deutschland eintreffen müssten, um den Importbedarf decken zu können. Für die Berechnungen wurde eine Speicherkapazität H₂ für H18-DBT von 6,2 Prozent und für NH₃ von 18 Prozent zugrunde gelegt.

Tabelle 2: Anzahl der Transporte per Schiff pro Jahr auf Basis der Importbedarfe unterschieden nach Medien mit Angaben zu transportierbaren Mengen je Schiff nebst Hinweisen zu Verfügbarkeiten

Medium		Transportierbare Menge LH ₂ /Schiff	Anzahl Transporte per Schiff/a (auf Basis Importbedarf)			Geeignetes Schiff verfügbar? Bemerkung
Importbedarf	[TWh/a] [MtLH ₂ /a]		44	76	96	
			1,23	2,1	2,7	
flüssig, tiefkalt		90 t	13.670	23.383	30.000	Prototyp (Test in 2022)
		11.400 t	108	184	237	VLCC (Mitte 2030)
Ammoniak		4.910 t	251	428	550	Midsized Gas Carrier
		10.080 t	122	208	268	VLGC (angedacht)
LOHC		2.790 t	440	753	968	Produktentanker
		9.920 t	124	212	272	Suez Max (angedacht)

3.2.3 Rechtliche Einschränkungen

Der IMDG-Code („International Maritime Code for Dangerous Goods“) ist die Beförderungsvorschrift für gefährliche Güter im Seeschiffsverkehr und deckt auch Wasserstoff und andere gefährliche Güter als verpackte Ladung ab. Die Beförderung solcher Güter in den schiffseigenen Ladetanks ist nicht eingeschlossen. Der IMDG-Code enthält Anforderungen für komprimierten Wasserstoff und gekühlten flüssigen Wasserstoff, die mit denen für komprimiertes Erdgas und gekühltes flüssiges Erdgas vergleichbar sind. Nach Tronstad (2017) wird der Begriff „Bunkern“, wie in der Klassifikationsterminologie, d. h. für die Verladung von Treibstoff an Bord eines Schiffes verwendet. Dahingegen bezeichnet der Begriff „Laden“ gemäß Klassifikationsterminologie das Laden von Ladung auf ein Schiff (wie z. B. LNG).

Derzeit sind weder im Internationalen Übereinkommen zum Schutz des menschlichen Lebens auf See (SOLAS) noch im Internationalen Code für den Bau und die Ausrüstung von Schiffen zur Beförderung verflüssigter Gase als Massengut (IGC-Code) verbindliche Vorschriften für den Seetransport verflüssigten Wasserstoffs als Massengut vorgesehen. Der Schiffssicherheitsausschuss (MSC) der Internationalen Seeschiffahrtsorganisation (IMO) hat am 25. November 2016 die Entschließung MSC.420(97) „Vorläufige Empfehlungen für den Transport verflüssigten Wasserstoffs als Massengut“ angenommen. Diesen Entschluss hat die Dienststelle Schiffssicherheit der Berufsgenossenschaft Verkehrswirtschaft Post-Logistik Telekommunikation (BG Verkehr) mit Datum vom 10. Oktober 2017 in deutscher Sprache amtlich bekannt gemacht. Das heißt, dass die IMO bisher nur vorläufige Empfehlungen für den Seeverkehr zwischen Japan und Australien für den Transport von Flüssigwasserstoff vorgelegt hat. Nach Deutscher Bundestag (2021) ist die Bundesregierung aktiv an der Regelentwicklung für die internationale Seeschiffahrt beteiligt.

In seinem Arbeitspapier (ZDS, 2021) hat der Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe (ZDS) beschrieben, dass erst „wenn die möglichen Dimensionen solcher Schiffe [Anmerkung für den Transport von flüssigem Wasserstoff] sowie deren **konkreten Anforderungen als landseitige Umschlagstellen (mögliche Mengen, Sicherheitsanforderungen, Ladungsübergabeschnittstellen, etc.) klarer werden“ (d. h. frühestens 2030 nach dem Testbetrieb)** dann auch die erforderlichen Umschlaganlagen in den Hafenbetrieben entwickelt werden können. Für die Häfen sind hier vor allem die Umrüstung bzw. Neuanschaffung von Gerätschaften für den Umschlag sowie Auf- und Umrüstung bei der Infrastruktur

zu nennen. Zudem wird in darauf hingewiesen, dass für die weitere Nutzung von Schiffen für den Transport von Wasserstoff als Massengut „noch einiges an Vorarbeit der Regulierungsbehörden“ zu erledigen ist (ZDS, 2021). Die Zuständigkeit für die Entwicklung der Häfen liegt nach Deutscher Bundestag (2021) bei den Bundesländern.

Der „International Code for the Construction and Equipment of Ships carrying Dangerous Chemicals in Bulk“ (IBC-Code, Geändert durch Entschließung Marine Environment Protection Committee MEPC.225(64)) enthält Vorgaben für die Beförderung gefährlicher Chemikalien und gesundheitsschädlicher Flüssigkeiten als Massengut in der Seeschifffahrt. Der IBC-Code ist als Kapitel VII Teil B Bestandteil der Regelungen des SOLAS-Übereinkommens. Der IBC-Code enthält Regelungen zur Konstruktion und zur Schiffsausrüstung insbesondere von Chemikaliertankern. Der IBC-Code enthält eine Stoffliste, in der alle Stoffe, die dem IBC-Code unterliegen, aufgelistet sind. Diese Stoffliste enthält Informationen zur Gefährlichkeit dieser Stoffe und zu den Mindestanforderungen für deren Beförderung. Der IBC-Code gilt nicht für Ammoniak, sondern nur für wässrige Ammoniaklösungen (bis 28 Prozent) (Vries, 2019).

Für den Schiffstransport von Ammoniak und Methanol gibt es bereits Tanker (z. B. 2G/2PG gemäß IGC-Code für wasserfreien Ammoniak) und die Transport- und Umschlagstechnologien sind etabliert. LOHC sind anderen öligen Substanzen wie Rohöl bzw. Kraftstoffe ähnlich und können unter Nutzung von bestehenden Infrastrukturen der Mineralölwirtschaft genutzt werden. Die Anforderungen an den Hafenumschlag sind ebenfalls etabliert. (Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e. V. (ZDS), 2021).

Das „Deutsche Maritime Zentrum“ (DMZ) hat eine Studie zur „Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft“ vergeben, in der verschiedene Möglichkeiten für den Import von Wasserstoff untersucht werden (Deutscher Bundestag, 2021). Auch der regulatorische Rahmen wird geprüft und ist Teil der DMZ-Studie, die im Sommer 2021 veröffentlicht werden soll. In ersten Zwischenergebnissen (Klose-Wolf, 2021) wurde festgestellt, dass „die Analyse der Norddeutschen, der Nationalen und der Europäischen Wasserstoffstrategie eine Lücke zwischen Energiebedarf und Energieerzeugung in Deutschland“ aufweist. Vorgesehen ist in einem nächsten Schritt, aktuelle Technologien in Bezug auf Wasserstoff in der maritimen Branche zu betrachten und die damit verbundenen Prozessketten von der Herstellung bis zum fertigen Produkt zu definieren (Klose-Wolf, 2021).

Um zu gewährleisten, dass nachweislich „grüner“ Wasserstoff importiert wird, ist für die Schiffstransporte der Einsatz von „grünen“ Kraftstoffen zu erfüllen.

3.2.4 Zwischenfazit: Schiff

Derzeit gibt es noch **keine Schiffe** für den Transport von Flüssigwasserstoff. Ein **Prototyp** ist zurzeit im Testbetrieb (Japan). Eine Kommerzialisierung ist erst nach 2030 geplant. Denkbar sind Schiffstransporte mit Wasserstoff in einer anderen Form, wie Ammoniak, LOHC. Hinsichtlich der Kosten könnte ein Nachteil sein, dass die Schiffe vermutlich eine Leerfahrt machen müssten. Bezüglich Ammoniak könnte der Transport analog zu LPG erfolgen, d. h. hierfür stehen geeignete Schiffe und Infrastruktureinrichtungen bereits zur Verfügung. Vorteilhaft hinsichtlich LOHC ist ebenfalls, dass eine vorhandene Infrastruktur (Rohöl) genutzt werden kann. Einige LOHC (H18-DBT) sind nicht als Gefahrgut eingestuft, d. h. hierfür gibt es u. U. Transporterleichterungen.

3.3 Lkw

Die Transportkosten für Druckgas-Lkw sind nach Yang & Ogden (2007) relativ unabhängig von der zu transportierenden Wasserstoffmenge, obwohl Kosten für die Verdichtung anzurechnen sind. Allerdings hat die Transportentfernung, die sich auf die Anzahl der Lkw, die Betriebs- sowie Wartungskosten und die Kraftstoffkosten auswirkt, einen großen Einfluss auf die Transportkosten und steigt linear mit der Entfernung an. Die Betriebs- und Wartungskosten für Lastwagen (bestehend aus Arbeitskosten sowie anderen nicht kraftstoffbezogenen Betriebskosten) machen den größten Teil der Gesamtkosten für den Transport mit Druckgas-Lkw aus.

Bei dem Transport mit Flüssigwasserstoff-Lkw fällt der Großteil (80 – 95 Prozent) der Kosten bei der Verflüssigung an. Die Gesamtkosten für den Transport von Flüssigwasserstoff-Lkw hängt stark mit der Wasserstoffmenge insgesamt und der mit einer Verflüssigungsanlage verbundenen Größe zusammen. Die Kosten für Flüssiggas-Lkw hängen nur in geringem Maße von der Transportdistanz ab und sind wegen des Fassungsvermögens von Flüssigkeitsfahrzeugen nicht in dem Umfang wie Druckgas-Lkw von der Entfernung beeinflusst. Um die Energiedichte von gasförmigen Wasserstoff zu erhöhen und diesen besser transportieren zu können, wird gasförmiger Wasserstoff unter hohem Druck komprimiert (Compressed Gaseous Hydrogen CGH₂). In der Studie von Reuß et al. (2021) wurde bei Entfernungen von bis zu 130 km die CGH₂-Technologie am wettbewerbsfähigsten beurteilt, während bei größeren Entfernungen die LH₂-Technologie Vorteile aufweist. Bei mittleren Entfernungen von etwa 50 km waren LOHC im Vergleich zu LH₂ durchaus wettbewerbsfähig (Reuß et al., 2021).

Lkw-Kapazitäten in Abhängigkeit des transportierten Mediums sind:

- CGH₂: 1,1 – 1,5 t_{H₂} (200 – 700 bar, 20 °C)
- LH₂: 4,3 t_{H₂} (1 bar, -253 °C)
- LOHC: 1,7 t_{H₂} (1 bar, 20 °C)
- Ammoniak: 5 t_{H₂} (fl. 1bar, -33 °C)

3.3.1 Verfügbarkeit von Lkw in Abhängigkeit der Transportmedien

Gasförmiger Wasserstoff: Druckgasbehältertransport

Der Transport von Wasserstoff in komprimierter gasförmiger Form wird bereits großtechnisch eingesetzt, indem 12 – 20 längliche aufliegende Druckflaschenbündel transportiert werden. Der Wasserstoff wird bei der Betankung auf den notwendigen Druck von 160 bar bis 200 bar komprimiert. Dadurch entsteht je Bündel eine Füllmenge von 450 – 600 kg_{H₂}, wovon jedoch rund 80 kg als Kissengas im Behälter verbleiben, um den minimalen Druck von 30 bar aufrechtzuerhalten. Entwicklungen von Linde führten zu neuen 500-bar-Trailern, welche in der Lage sind, bis zu **1.100 kg CGH₂** zu transportieren. Neben den entstehenden Kosten für den Betrieb der Lkw ist die Kompressionsarbeit zu berücksichtigen, die bei einer Verdichtung von 1 auf 700 bar zwischen 5 Prozent (isotherme Verdichtung) und 15 Prozent (adiabate Verdichtung) des Brennwertes des Wasserstoffs beträgt. Verfügbar als Sattelaufleger sind Druckspeicher-Röhren (200 bar) und Flaschenbündel (200 oder 300 bar ergeben 300 bis 530 kgH₂ je Ladung) (BMW, 2005).

Der Transport von Wasserstoff über die **Schiene** wird in Deutschland derzeit noch nicht praktiziert. Jedoch ist der Transport von Gütern in Standard-Containern Alltagsgeschäft der Logistiker sowohl im Straßen- als auch im Schienentransport. Zumeist ist die entsprechende Infrastruktur, z. B. Umschlagplätze und Verladensysteme wie Flachwagen und Chassis, vorhanden und in der Praxis erprobt. Für eine hohe Flexibilität wird bei (Milella et al., 2020) ein Standard 40 ft ISO-Container als MEGC-Ausführung verwendet, in den die Druckbehälter vom Typ IV integriert werden. Die Abkürzung „Multiple-Element

Gas Container“ (MEGC) steht dabei für einen Gascontainer mit mehreren Elementen, die durch ein Sammelrohr miteinander verbunden und in einem Rahmen als stabilisierende und schützende Tragsstruktur zusammengefügt sind. Als Speicherelemente eines MEGC gelten Flaschen, Großflaschen, Druckfässer und Flaschenbündel sowie Tanks mit einem Fassungsraum von mehr als 450 Liter. Mit den hier beschriebenen 40 ft-MEGC ist es möglich, die Lkw-Gesamtmasse unter 40 Tonnen zu halten und in den Druckstufen 500 bar und 300 bar ein nutzbares Füllvolumen von 700 kg und 1.000 kg zu transportieren. Für diese Behälter liegen derzeit noch keine RID- und CSC-Zulassungen vor. CSC steht für die „International Convention for Safe Containers“ und stellt einen international anerkannten Sicherheitsstandard für Container dar. Mit Erteilung einer Genehmigung ist dann ein multiples Handling des MEGC für Umschlag, Stapelung und Beförderung realisierbar. Für den Straßentransport liegen Zulassungen vor und die Container sind bereits am Markt verfügbar. Die Zulassungen nach RID und CSC sollen in ca. 6 Monaten erteilt werden (Milella et al., 2020).

Flüssigtransport Straße

Der Transport von flüssigem Wasserstoff bringt den Vorteil einer höheren Speicherdichte. Pro Lkw kann mit Flüssigwasserstoffspeichern ein maximales Transportvolumen von 53.000 L (ca. 3.400 kg_{LH₂}) transportiert werden (BMW, 2005). Allerdings bedarf es dafür der vorherigen Verflüssigung des Wasserstoffs, welche sowohl energie- als auch kostenintensiv ist. Die Kosten für Flüssiggas-Lkw hängen nur in geringem Maße von der Transportdistanz ab und sind wegen des Fassungsvermögens von Flüssigkeitsfahrzeugen nicht in dem Umfang wie Druckgas-Lkw von der Entfernung beeinflusst. Neben dem notwendigen Lkw ist ein Auflieger für die Speicherung des Flüssigwasserstoffs erforderlich. Dieser wird jedoch, entgegen der Lösung mit Gasflaschen, nicht beim Verbraucher abgeladen. Stattdessen wird der Wasserstoff in einen stationären vor-Ort-Speicher umgepumpt.

Der größte für die Raumfahrtindustrie entwickelte Lagertank mit Perlit-Vakuumisolierung hat ein Speichervolumen von etwa 3.800 m³ (ca. 270 t_{LH₂}). Bei einem äußeren Kugeldurchmesser von ca. 20 m lässt sich nach BMW (2005) eine Abdampftrate unter 0,03 Prozent pro Tag erreichen und würde eine Speicherdauer über mehrere Jahre erlauben.

3.3.2 Überschlägige Berechnung zur benötigten Anzahl an Lkw

Für die maximal transportierbare Menge an LOHC ist das zulässige Fahrzeugesamtgewicht der limitierende Faktor. Abzüglich des Gewichts der Zugmaschine beträgt die maximale Zuladung etwa 28,5 t. Basierend auf einer Speicherdichte für H18-DBT von 6,2 Gew.-% könnte ein LOHC-Tanklast ca. 1.800 kg Wasserstoff transportieren (Brückner et al., 2014; Teichmann, 2015).

Anders als bei LOHC ist beim Transport von kryogenem Wasserstoff das an Bord verfügbare Volumen und nicht das Gewicht der begrenzende Faktor. Sogenannte Kryo-Trailer fassen ca. 3.400 kg_{LH₂} (Teichmann, 2015). Bei Reuß et al. (2021) wird eine Kapazität von 4,3 t für Lkw genannt.

In 2030 wird gemäß NWS ein Importbedarf von 76 – 96 TWh/a (umgerechnet 2,3 – 2,9 Mt_{GasH₂}/a bzw. 2,1 – 2,7 Mt_{LH₂}/a) erwartet. Mit den verschärften Klimaschutzziele wurde bei Prognos et al. (2021) ein Importbedarf für Deutschland in Höhe von 44 TWh/a (umgerechnet 1,32 Mt_{GasH₂}/a bzw. 1,23 Mt_{LH₂}/a) für 2030 benannt. In Tabelle 3 wird angegeben, wie viele Transporte per Lkw jährlich nach Deutschland (ohne weitere Angaben zur Herkunft des Mediums) kommen müssten, um den Importbedarf decken zu können. Die innerdeutsche Verteilung ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Für die Berechnungen wurde eine H₂-Speicherkapazität für H18-DBT von 6,2 Prozent und für NH₃ von 18 Prozent zugrunde gelegt. Zusätzlich ist auch Zeit für das Be- und Entladen der Lkw-Trailer zu berücksichtigen. Hierfür werden bei Reuß et al. (2021) für die Medien CGH₂ und LOHC jeweils 1,5 Stunden und für LH₂ 3 Stunden angegeben.

Tabelle 3: Anzahl der Transporte per Lkw pro Jahr auf Basis der Importbedarfe unterschieden nach Medien mit Angaben zu transportierbaren Mengen je Lkw

Medium		Transportierbare Menge H ₂ /Lkw	Anzahl Transporte per Lkw/a auf Basis Importbedarf		
Importbedarf	[TWh/a] [MtLH ₂ /a]		44 1,23	76 2,1	96 2,7
LH ₂		3,4 – 4,3 t _{H2}	286.000 – 362.000	490.000 – 620.000	630.000 – 800.000
CGH ₂		1,1 t _{H2}	1,2 Mio.	2 Mio.	2,5 Mio.
Ammoniak		5 t _{H2}	250.000	420.000	540.000
LOHC		1,8 t _{H2}	700.000	1 Mio	1,5 Mio

3.3.3 Rechtliche Einschränkungen

Für den Wasserstofftransport gelten die nach Gefahrgutbeförderungsgesetz (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz) vorgegebenen Anforderungen an die Beförderung von gefährlichen Gütern und die damit verbundenen Pflichten der daran Beteiligten (§ 2 GGBeFG). Darüber hinaus gehende Regelungen, wie z. B. Sondervorschriften oder sonstige gefahrgutrechtliche und betriebliche Herausforderungen, liegen für den Schienentransport von Wasserstoff nicht vor. Gefahrguttransporte unterliegen allgemein einer Kennzeichnungspflicht. Die Kennzeichnung muss deutlich sichtbar und gut lesbar angebracht sein, außerdem ist sie witterungsbeständig (dauerhaft). Für den Transport per Lkw sind das Fahrzeug und der Auflieger zusätzlich mit einer orangefarbenen Tafel zu kennzeichnen. Für den Straßentransport sind ferner die Einhaltung der maximal zulässigen Lkw-Gesamtmasse aus Zugfahrzeug, Anhänger und Ladung von 40 Tonnen und die zulässige Gesamtlänge des Lastzugs von 18,75 Metern einzuhalten. Bei Überschreiten der zulässigen Gesamtmasse von 40 Tonnen sind Sondergenehmigungen, wie bei einem Schwertransport erforderlich. Ab einer Netto-Masse von 9 Tonnen Wasserstoff wird eine Fahrwegbestimmung gemäß § 35b GGVSEB (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2020) erforderlich. Aufgrund der derzeit auf dem Markt befindlichen Transportgebinde wird diese Grenze jedoch nicht überschritten (Milella et al., 2020).

Das Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) ist ein umfassendes Basisregelwerk. Es enthält Vorschriften insbesondere für die Klassifizierung, Verpackung, Kennzeichnung und Dokumentation gefährlicher Güter, für den Umgang während der Beförderung und für die verwendeten Fahrzeuge. Gemäß den Transportvorschriften gelten für Wasserstoff (sowohl verdichtet als auch flüssig) Tunnelbeschränkungen, d. h. bei Beförderung in Tanks ist eine Durchfahrt von Tunneln der Kategorien B, C, D und E verboten. Bei sonstigen Beförderungen von Wasserstoff ist eine Durchfahrt der Tunnel der Kategorien D und E verboten. Zum Beispiel ist der A7-Elbtunnel bei Hamburg in die Tunnelkategorie E im Zeitfenster von 05.00 bis 23.00 Uhr und C in der übrigen Zeit eingestuft, das heißt hier ist keine Tunneldurchfahrt möglich; eine Umfahrung muss genutzt werden.

Besonderheiten Schienentransport:

Grundsätzlich gelten für Gefahrgüter keine regulatorischen Mengenbeschränkungen im Schienentransport, vorausgesetzt ein Transport des Stoffes ist zulässig. Somit limitieren lediglich die maximale

zulässige Radsatzlast von 22,5 Tonnen und die maximale Länge der Güterzüge von 700 Metern die mögliche zu transportierende Menge (Milella et al., 2020).

3.3.4 Zwischenfazit: Lkw

Der Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff (CGH₂) und Flüssigwasserstoff (LH₂) hat sich auf dem Markt etabliert. Für Entfernungen von bis zu 130 km wird CGH₂ bei Reuß et al. (2021) als wettbewerbsfähig eingestuft. Für größere Entfernungen ist LH₂ vorteilhaft. Bei mittleren Entfernungen von etwa 50 km werden LOHC im Vergleich zu LH₂ als wettbewerbsfähig angesehen (Reuß et al., 2021).

3.4 Gesamteffizienz und Kostenrahmen

Zur Bewertung der wirtschaftlichsten Transportmöglichkeit für Wasserstoff werden drei Hauptkriterien in Abhängigkeit von Verkehrsträger, Zustandsform, Entfernung und Menge herangezogen (Hauptkriterien als nummerierte Sterne in Abbildung 9) (Energy Transition Commission, 2021).

Hauptkriterium Nr. 1:

Bei Wasserstoffmengen von mehr als 10 Tonnen pro Tag stellen **Pipelines** in den meisten Fällen die kostengünstigste Transportoption dar, um die hohen Investitionskosten zu rechtfertigen. Dies bezieht sich einerseits auf Pipelines in den lokalen Verteilnetzen. Andererseits bezieht sich dies auf Pipelines im Fernleitungsnetz mit Kapazitäten von mehr als 100 Tonnen pro Tag, die besser geeignet sind, große Mengen über weitere Entfernungen zu fördern.

Hauptkriterium Nr. 2:

Der **Schiffstransport** von Wasserstoffträgermaterialien, wie z. B. Ammoniak ist für interkontinentale Entfernungen (> 5.000 km) wirtschaftlicher, erfordert aber auch große Kapazitäten (> 100 t/Tag). Der Transport von Wasserstoff in Form von Ammoniak zur Endverwendung als Ammoniak, könnte auch bei kürzeren Entfernungen wirtschaftlich sein, wie zurzeit im internationalen Seehandel beförderter Ammoniak. Dadurch entfällt die kostspielige Rückumwandlung in Wasserstoff am Bestimmungsort.

Hauptkriterium Nr. 3:

Für kleinere Wasserstoffmengen (weniger als 10 Tonnen pro Tag) ist nach Energy Transition Commission (2021) der **Lkw-Transport** die kosteneffizienteste Option. Wobei bezüglich der Entfernungen unterschieden wird nach der Zustandsform des zu transportierenden Wasserstoffs: komprimiert (CGH₂) für kurze Entfernungen (ca. 200 km) und verflüssigt (LH₂) für kleine Mengen über größere Entfernungen (etwa 300 – 400 km). Die Kosten von LH₂-Lkw-Transporten steigen mit zunehmender Entfernung.

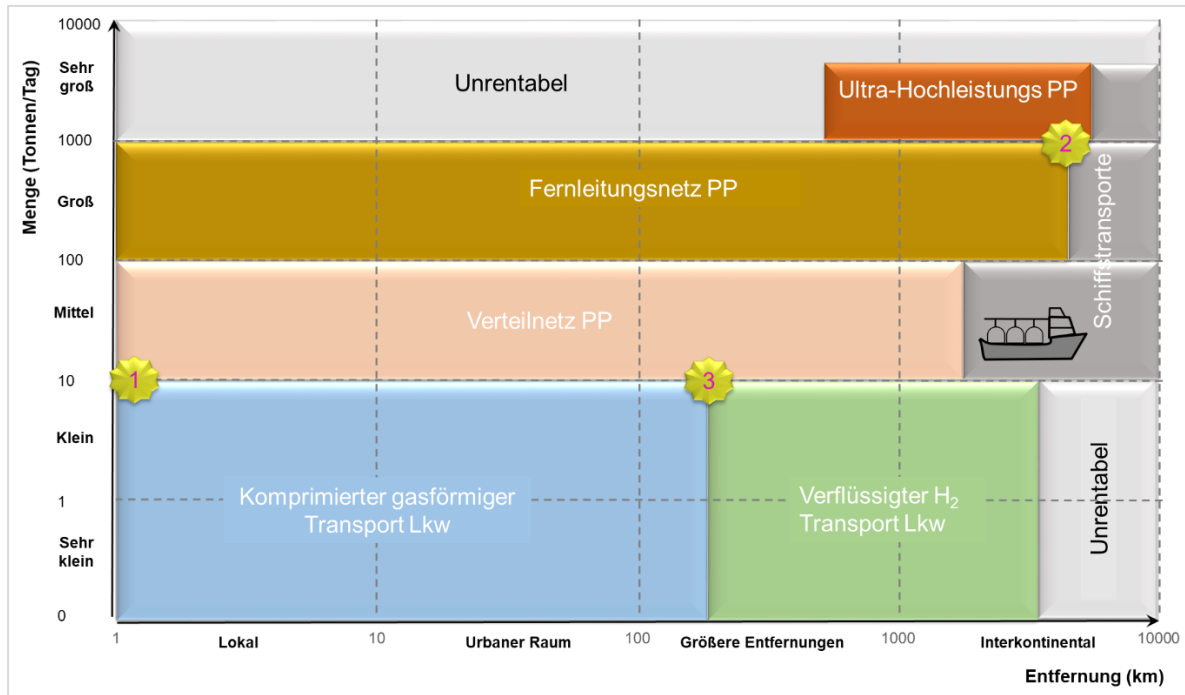


Abbildung 9: Drei Hauptkriterien zur Bewertung des wirtschaftlichsten Wasserstofftransports in Abhängigkeit von Verkehrsträger, Zustandsform, Entfernung und Menge.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Energy Transition Commission (2021)

Die Kosten für Fernleitungsnetz-Pipelines liegen nach Energy Transition Commission (2021) umgerechnet zwischen 0,04 €/kg_{H₂} für einige wenige Kilometer und 0,4 – 2,6 €/kg_{H₂} für interkontinentale Entfernungen (1.000 bis 5.000 km). Mit einer zukünftig zunehmenden Nutzung von Wasserstoff wird bei Energy Transition Commission (2021) mit dem Einsatz von Ultra-Hochleistungsleistungs-PP für den Transport von bis zu 6.000 Tonnen pro Tag gerechnet. Hierfür werden Kosten zwischen 0,06 – 0,2 €/kg_{H₂} je 1.000 km genannt.

3.5 Zeitstrahl: Transportoptionen

In folgender Abbildung 10 sind mögliche Transportoptionen kommentiert in einem Zeitstrahl bis 2030 dargestellt.

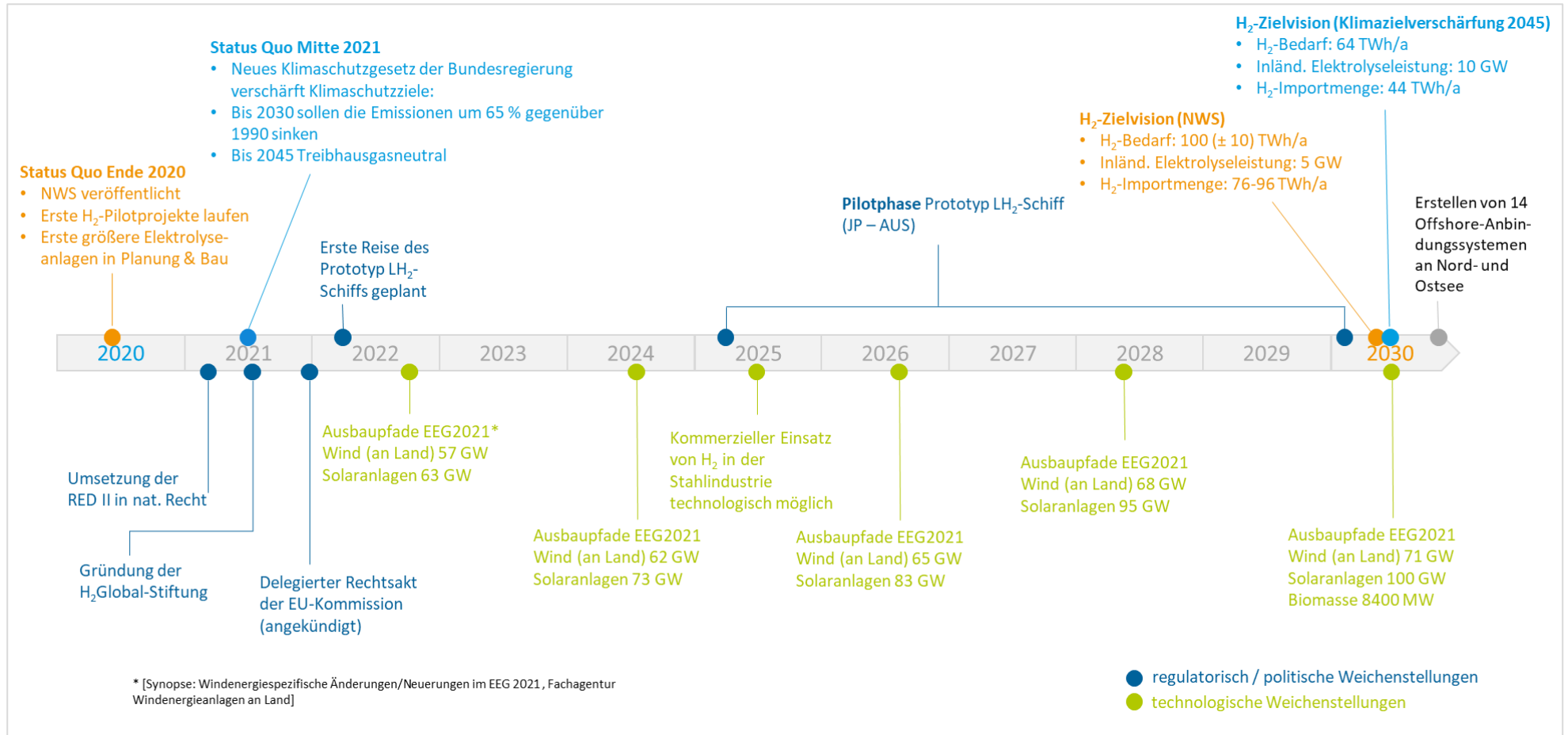


Abbildung 10: Transportoptionen für Wasserstoff bis 2030

3.6 Fazit: Transportoptionen für den Import

Ein prinzipieller Import von Wasserstoff nach Deutschland kann mittels unterschiedlicher Transportoptionen erfolgen sowie in Reinform als auch chemisch gebunden an eine Trägersubstanz. Die unterschiedlichen Möglichkeiten wurden hinsichtlich Ihrer großskaligen Anwendbarkeit im Jahr 2030 untersucht, da in 2030 laut der Nationalen Wasserstoffstrategie schon erhebliche Mengen Wasserstoff importiert werden sollen. Die technischen Transportoptionen Pipelines, Schiff und Lkw wurden dabei näher betrachtet. Hier wurde insbesondere untersucht, welche aktuellen Entwicklungen und Projekte derzeit in Planung sind, wie der technische Entwicklungsstand ist und wie sich die (genehmigungs-)rechtliche Situation darstellt und ggf. noch einer Realisierung im Weg stehen. Etwaige Akzeptanzhürden wurden nicht betrachtet.

Nachfolgend veranschaulicht Abbildung 11 die möglichen Transportoptionen und deren Potenzial beziehungsweise Entwicklungsstand hinsichtlich großskaliger Importe von Wasserstoff in 2030. Grün bedeutet eine prinzipielle Machbarkeit, gelb eine eingeschränkte Machbarkeit aufgrund eines nicht ausreichenden Mengenpotenzials oder aufgrund anderer ungünstiger Anforderungen (z. B. energieintensive Peripherieprozesse), orange eine unwahrscheinliche Eintrittswahrscheinlichkeit bis 2030 und rot, dass auf diese Option in 2030 definitiv nicht zurückgegriffen werden kann. Ein Wasserstoffimport wäre technisch möglich, aber bis 2030 eigentlich nur per Lkw zu realisieren. Dies geht allerdings mit einer signifikanten Anzahl an Transportfahrten einher, die den „grünen“ Fußabdruck schmälern sofern dieselbetriebene Lkws eingesetzt werden. Die Analysen legen nahe, dass insbesondere bis 2030 verstärkt auf eine einheimische und verbrauchsnahe Erzeugung gesetzt werden sollte, um entsprechende Mengen an Wasserstoff bereitzustellen.

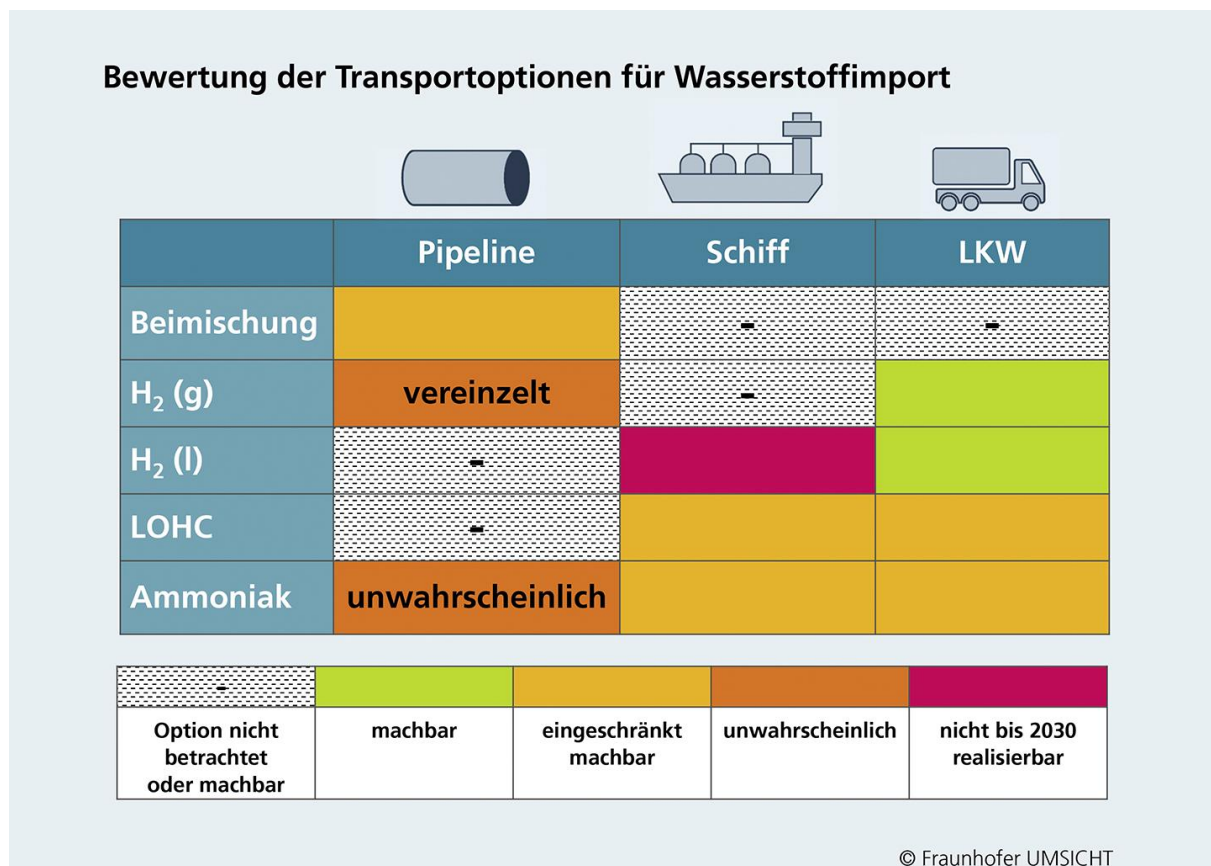


Abbildung 11: Bewertung der Transportoptionen hinsichtlich der generellen Machbarkeit für einen großskaligen Wasserstoffimport in 2030
Quelle: eigene Darstellung

Zusammenfassung Pipelines

Aktuell existieren in Deutschland nur vereinzelte Pipelines oder Inselnetze für den reinen Wasserstofftransport, die zudem meist in privatwirtschaftlicher Hand liegen. Mit Blick auf das Jahr 2030 müssten neue Pipelines gebaut oder bestehende Erdgaspipelines umgestellt werden. Dies betrifft im Besonderen den Transport innerhalb der Nachbarländer, um überhaupt einen Import nach Deutschland realisieren zu können. Bei Pipelines als Transportoption ist aber auch der innerdeutsche Weitertransport per Pipeline ein limitierender Faktor. Technisch wäre es prinzipiell möglich bis 2030 Wasserstoffpipelines in Betrieb zu nehmen. Dafür müsste allerdings ein Trassenverlauf bis 2025 geklärt sein, um Planfeststellungsverfahren für den Neubau in der zweiten Hälfte der 20er Jahre einzuleiten. Die „übliche“ Dauer dieser Verfahren würde dazu führen, dass bis 2030 eher vereinzelte Pipelines realisiert würden. Mögliche Verzögerungen durch etwaige Akzeptanzschwierigkeiten sind hier noch nicht mitbetrachtet. Ein großskaliger Import bis 2030 über Pipelines erscheint somit äußerst ambitioniert. Auch eine umfassende Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff ist bis 2030 nicht zu erwarten, da erst mit dem Auslaufen der L-Gas-Versorgung in 2030 größere Kapazitäten frei werden.

Alternativ gäbe es die Möglichkeit einer Beimischung von Wasserstoff in das vorhandene Erdgasnetz. Hier gibt es aber noch einige offene Fragestellungen und es müsste sichergestellt sein, dass alle angeschlossenen Endverbraucher mit dieser Beimischung keine signifikanten Probleme hätten. Dies ist aber insbesondere bei angeschlossenen Industrien herausfordernd, da es einige Prozesse gibt, die sehr sensibel auf sich verändernde Brennstoffeigenschaften reagieren. Ob eine Beimischung ins Erdgasnetz langfristig die volkswirtschaftlichste Lösung ist, bleibt fraglich, da es zur Erreichung der Klimaneutralität langfristig ohnehin reine Wasserstoffnetze geben muss.

Ammoniak, als potenzieller Wasserstoffträger, könnte theoretisch per Pipeline transportiert werden. Dies wird derzeit allerdings nur sehr lokal in Hafenbereichen und nahegelegenen Produktionsanlagen praktiziert. Ein großskaliger Transport in 2030 über mehrere hunderte Kilometer erscheint sehr unwahrscheinlich, insbesondere da auch hier die entsprechenden genehmigungsrechtlichen Verfahren eingehalten und durchlaufen werden müssen.

Zusammenfassung Schiff

Derzeit existieren keine Schiffe, die für den Transport von Flüssigwasserstoff entwickelt oder gar zugelassen sind. Prototypen dafür sind in der Entwicklung und gehen sogar zeitnah in einen Testbetrieb. Dem schließt sich ein durch die Regulierungsbehörden für die internationale Seeschifffahrt geforderter Pilotbetrieb an. Bis 2030 könnte dieser abgeschlossen sein. Das bedeutet aber gleichzeitig, dass eine Kommerzialisierung und ein Schiffsbau von Flüssigwasserstofftankern erst ab 2030 stattfinden kann. Diese Transportoption steht bis 2030 demnach nicht zur Verfügung.

Alternativ könnten LOHC oder Ammoniak als Wasserstoffträger per Schiff importiert werden. Hier gibt es entsprechende Transportlösungen. Allerdings müssen für den großskaligen Import sowohl in Deutschland als auch im exportierenden Land entsprechende Hafeninfrastrukturen/-terminals aufgebaut werden, die das Trägermaterial handeln, herstellen oder den Wasserstoff wieder davon separieren. Hier laufen initiale Bestrebungen, aber mit Blick auf ingenieurstechnische Planungszeiten und Genehmigungsverfahren dürfte eine Umsetzung eher nach 2030 erfolgen.

Zusammenfassung Lkw

Lkw bieten derzeit schon die Möglichkeit Wasserstoff zu importieren. Es gibt teils rechtliche Einschränkungen hinsichtlich der Straßenverkehrsordnung (z. B. Tunneldurchfahrten, Gewichtsbeschränkungen,

Gefahrguttransporte), aber nichts, was den generellen Transport per Lkw verhindern würde. Die zu importierende Menge ist allerdings proportional zu der Anzahl der notwendigen Transporte und kann im Falle von komprimiertem Wasserstoff bis zu 2,5 Mio. Fahrten pro Jahr bedeuten, um die Ziele der NWS zu erfüllen (vgl. Tabelle 1, Kap. 3.3.2). Zudem steigen mit zunehmender Transportdistanz die Kosten des Transports. Mit Flüssigwasserstoff und Ammoniak ließen sich pro Lkw die größten Kapazitäten transportieren. Für diese Transportoptionen stellen die derzeitigen Verflüssigungskapazitäten und Ammoniakherstellungsanlagen bei einem Zeithorizont 2030 die limitierende Größe dar.

4 Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

In Deutschland herrscht weitgehend Konsens in Politik, Wissenschaft und Wirtschaft, dass die zukünftige Wasserstoffversorgung nicht allein durch nationale Erzeugung gesichert werden kann. Zwar sollen laut Nationaler Wasserstoffstrategie der Bundesregierung im Jahr 2030 hierzulande insgesamt 14 TWh grüner Wasserstoff erzeugt werden, zur Deckung des prognostizierten Wasserstoffbedarfs von 90 bis 110 TWh wird dies allerdings bei weitem nicht ausreichen. Es droht eine Versorgungslücke von grünem Wasserstoff in Höhe von 76 bis 96 TWh. Große Hoffnungen beruhen daher auf dem Import des grünen Energieträgers aus besonders wind- und sonnenreichen Regionen der Welt, in denen Flächennutzungskonflikte eine geringere Rolle spielen als im dicht besiedelten Deutschland. Die Beurteilung möglicher Partnerländer beschränkt sich häufig jedoch auf die technischen Potenziale und Kosten von erneuerbaren Energien vor Ort und vernachlässigt dabei die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die politischen Ambitionen oder die verfügbaren Transportoptionen. Dadurch besteht die Gefahr einer Überschätzung möglicher Importmengen von grünem Wasserstoff. Ziel dieser gemeinsamen Studie von Fraunhofer UMSICHT, Institut der deutschen Wirtschaft (IW) und Wuppertal Institut ist es daher der Frage nachzugehen, inwieweit bis zum Jahr 2030 tatsächlich umfangreiche Wasserstoffimporte realisiert werden können und damit die Versorgungslücke zwischen angestrebtem Bedarf und nationaler Erzeugung geschlossen werden kann.

Im Ergebnis zeigt sich, dass Wasserstoffimporte – auch aus vermeintlich vielversprechenden Regionen – nicht per se eine Erfolgsgarantie darstellen. Unter den derzeitigen Voraussetzungen werden die vier betrachteten Ländern Marokko, Spanien, Chile und die Niederlande bis zum Jahr 2030 nicht die fehlenden H₂-Mengen bereitstellen können, die derzeit aus der Nationalen Wasserstoffstrategie resultieren – selbst, wenn diese ausschließlich an Deutschland liefern würden. Grund dafür sind vor allem die zu geringen Ausbaudynamiken der erneuerbaren Energien in den jeweiligen Ländern, welche von den steigenden Strombedarfen vor Ort zudem kurz- bis mittelfristig weitgehend kompensiert werden. Die in den Beispielregionen bis zum Jahr 2030 staatlich anvisierten Elektrolysekapazitäten sind zumeist nicht ausreichend, um sowohl die eigene Nachfrage als auch mögliche Exporte vollumfänglich abdecken zu können. Einzelne Exportprojekte, insbesondere unter Einbeziehung privater Akteure, sind zwar auch mit Blick auf 2030 denkbar, bergen jedoch das Risiko für Reboundeffekte, da die Energiewende in den vier betrachteten Ländern weniger weit vorangeschritten ist als in Deutschland. Die vorhandenen Transportoptionen sind zudem vor dem zeitlichen Hintergrund nicht schnell genug und in ausreichendem Maße realisierbar und schränken mögliche Projekte in ihrer Umsetzbarkeit ebenfalls ein.

Für den Import von Wasserstoff stehen mit Pipelines, Schiffen und Lkws prinzipiell mehrere Optionen zur Verfügung. Der Transport von Wasserstoff über die Schiene wird in Deutschland derzeit noch nicht praktiziert (Milella et al., 2020). Die Analyse der technischen und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen ergibt jedoch, dass Wasserstoffimporte – trotz technischer Machbarkeit – bis zum Stichjahr 2030 unter Berücksichtigung realer Zeitkonstanten mit hoher Wahrscheinlichkeit nur per Lkw zu realisieren wären. Dies würde aufgrund der geringen Kapazitäten (etwa 20 t_{H₂}) allerdings mit einer erheblichen Anzahl an Transportfahrten einhergehen, die den klimafreundlichen Fußabdruck des grünen Wasserstoffs schmälern würden, sofern hierfür dieselbetriebene Lkws eingesetzt werden. Da die Errichtung von H₂-Pipelines und der Aufbau von hinreichenden Schiffstransporten bis zum Jahr 2030 nur als „eingeschränkt“ beziehungsweise „unwahrscheinlich“ eingeschätzt wird, legen die Analysen nahe, dass zunächst verstärkt auf eine verbrauchsnahe Erzeugung gesetzt werden sollte.

Trotz der in dieser Studie beschriebenen Einschränkungen in den Exportländern und bei der Transportinfrastruktur, werden Wasserstoffimporte aufgrund der hierzulande begrenzten Potenziale erneuer-

barer Energien und der zugleich hohen Nachfrage, insbesondere aus der deutschen Industrie, zukünftig notwendig sein. Hierfür müssen jetzt zügig die richtigen Weichen gestellt und Handlungsbedarfe klar adressiert werden (siehe Handlungsempfehlungen). Auch wenn eine Schließung der H₂-Versorgungslücke bis zum Jahr 2030 nicht zu realisieren sein wird, sind die technischen EE-Potenziale in allen vier Ländern nach den Ergebnissen dieser Studie ausreichend hoch, dass sie langfristig bedeutsame Mengen grünen Wasserstoffs nach Deutschland liefern können.

Handlungsempfehlungen

- Die *nationale Wasserstoffherzeugung* kann und muss (wenn auch in ihrer maximalen Höhe durch EE-Potenziale begrenzt) besonders in den Anfangsjahren ein Zugpferd für eine gesicherte Wasserstoffversorgung sein. Die Frage der Wasserstoffverfügbarkeit ist dabei auf nationaler Ebene eine Frage der Grünstromverfügbarkeit. Vor allem der Ausbau der Windenergie geriet in den letzten Jahren ins Stocken, eine Fortschreibung dieses Trends würde den Spielraum zur Wasserstoffherzeugung erheblich einschränken. Zudem bestünde die Gefahr, dass die grüne H₂-Produktion so zu Lasten anderer Sektoren erfolgen würde (*Zusätzlichkeit*).
- Die *Zeitdauer von Genehmigungsverfahren* beim Aufbau von (Transport-) Infrastrukturen birgt die Gefahr, dass der Transport auch über das Jahr 2030 hinaus ein Ausschlusskriterium für große Importmengen bleibt. Ein Blick auf die Erfahrungen bei der Genehmigung von anderen Klimaschutztechnologien genügt, um die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren als Thema „mit allerhöchster Dringlichkeit“ zu bezeichnen – z. B. dauerte das Genehmigungsverfahren der neuen Stromtransport-Achse Nord-Süd von Amprion sechs Jahre. Trotz diverser Limitierungen bei den Importen sollte der Aufbau von benötigten Infrastrukturen bereits heute *über das Jahr 2030* hinausgedacht werden.
- *Bilaterale Vereinbarungen* und Abkommen können erste Partnerschaften etablieren und gewisse Sicherheiten schaffen. Gleichzeitig verdeutlichen die jüngsten diplomatischen Spannungen zwischen Deutschland und Marokko die Gefahr einer zu starken Abhängigkeit von einzelnen Partnerländern. Ein *diversifiziertes Import-Portfolio* und eine frühzeitige Positionierung auf dem (sich noch entwickelnden) globalen Wasserstoffmarkt können dem entgegenwirken. Hier kann sich Deutschland sowohl national als auch im Rahmen der EU-Zusammenarbeit noch stärker an vielversprechenden Standorten engagieren.
- *Importpotenziale* für grünen Wasserstoff sollten einer umfassenden und *multikriteriellen Bewertung* unterzogen werden und sich nicht auf hohe EE-Potenziale und Kostenvorteile beschränken. Der Stand der Energiewende vor Ort, Exportambitionen der Länder und mögliche Engpässe bei den Transportinfrastrukturen sollten dabei nicht außer Acht gelassen werden. Etwaige Konkurrenzsituationen mit anderen Importländern sollten zudem berücksichtigt werden, da sich diese auf die Wasserstoffverfügbarkeit und -kosten auswirken können.
- Weltweit anerkannte *Standards* und *Zertifizierungen* für grünen Wasserstoff ermöglichen Transparenz und Anrechenbarkeit. Die EU kann hier als einer der zukünftigen globalen Wasserstoffakteure vorangehen und sich frühzeitig für klare Rahmenbedingungen einsetzen.

Anhang

Methodik – Kapitel 2

Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Länder werden nach unterschiedlichen Auswertungskriterien analysiert und bewertet und die Ergebnisse in Form eines Kuchendiagramms zusammengefasst. Diese Art der Darstellung dient dem direkten Vergleich der untersuchten Länder und stellt deren Vor- und Nachteile gebündelt dar. Die Bewertungsskala reicht von 1 (schlecht) bis 10 (sehr gut), wobei die Werte 1 – 3 farblich „Rot“, die Werte 4 – 6 farblich „Gelb“ und die Werte 7 - 10 farblich „Grün“ zugeteilt sind. Die „Ampel“-Darstellung dient der besseren Orientierung und Vergleichbarkeit.

Die folgenden Auswertungskriterien sind so gewählt, dass sie zum einen relevante Aspekte für den Export von Wasserstoff abdecken und zum anderen immer noch einen guten Überblick und Vergleich untereinander zulassen:

1. H₂-Strategie,
2. H₂-Bereitstellungskosten,
3. H₂-Exportpotenzial,
4. EE-Stromerzeugungspotenzial,
5. EE-Ausbaudynamik,
6. Nachhaltigkeit Energie 2030.

Die Bewertungsfaktoren unterscheiden sich zwischen den Auswertungskriterien und sind in Tabelle 4 dargestellt. Eine höhere Punktzahl entspricht stets einer besseren Bewertung.

Tabelle 4: Bewertungsschema der SWOT-Analyse

Kriterium	1-3	4-6	7-10	Ausprägungen
H ₂ -Strategie	Keine, Ankündigung, noch in Arbeit	Vorhanden (Ambitionsniveau)	Vorhanden plus Exportziele (Ambitionsniveau)	Art und Ambitionsgrad der Strategie
H ₂ -Bereitstellungskosten	leicht besser / vergleichbar, hohe Bandbreiten	deutlich besser, Bandbreiten (+/-)	erheblich besser, Bandbreiten (+/-)	Höhe und Bandbreite
H ₂ -Exportpotential	keine bis geringe residuale Menge, schlechte Infra	moderate Menge (weniger als DE-eigen), Infra (+/-)	hohe Menge, mehr als DE-eigen), Infra (+/-)	Residuale H ₂ -Menge 2030 (Ref. DE), Zubaupotenziale, Infrastrukturen (Strom und Hafen)
EE-Strompotential	gering, PV-lastig	moderat	hoch, hybride anlagen	Höhe (Ref. Eigenbedarf), Art (PV- oder Wind-lastig)
EE-Ausbaudynamik	Trend für nötigen Zubau zu gering	Trend für nötigen Zubau ausreichend	Trend übertrifft Zielsetzung	Trends in MW/a (oder %) und Zubaurate
Nachhaltigkeit Energie 2030	< 30 %, hoher fossiler Anteil	≤ 65 %	> 65 % (70, 80, 90...)	EE-Anteile/-Ziele 2030 (Strom)

Im Fall des Kriteriums **H₂-Strategie** bestimmt die Art und der Ambitionsgrad der H₂-Strategie eines Landes die Ausprägung der Bewertung. Somit werden einem Land 1 – 3 Punkte zugeteilt, wenn es noch keine H₂-Strategie veröffentlicht hat. Innerhalb des Intervalls wird dahingehend unterschieden, ob das betrachtete Land eine H₂-Strategie angekündigt hat (3 Punkte) oder noch nicht (1 Punkt). 4 – 6 Punkte werden einem Land zugesprochen, wenn zwar eine H₂-Strategie vorhanden ist, diese jedoch nur ein geringes Ambitionsniveau aufweist. Eine Bewertung von 7 – 10 Punkten wird einem Land gegeben, welches eine ambitionierte H₂-Strategie veröffentlicht hat. Beinhaltet die H₂-Strategie neben hohem Ambitionsniveau Angaben zu möglichen Exportzielen, ist dies für den Untersuchungskontext von wichtiger Bedeutung und wird demnach mit 10 Punkten honoriert.

In Bezug auf das zweite Untersuchungskriterium **H₂-Bereitstellungskosten** wird für die Beurteilung die Höhe und die Bandbreite der H₂-Bereitstellungskosten betrachtet. Die Bewertung wird mit sinkenden H₂-Bereitstellungskosten und geringer werdenden Bandbreiten höher eingestuft, da dies für potenzielle Importländer (wie Deutschland) von Vorteil ist.

Das **H₂-Exportpotenzial** der Länder hängt vor allem von der möglichen residualen grünen H₂-Produktionsmenge im Jahr 2030 ab. Dazu wird das prognostizierte Strombilanzsaldo aus Erzeugung und Nachfrage unter Berücksichtigung des EE-Anteils herangezogen. Im Fall von „Überschüssen“ stellt die daraus darstellbare H₂-Produktionsmenge im Vergleich zur angestrebten heimischen Produktion (14 TWh H₂) den Indikator dar. Zusätzlich wird bei diesem Untersuchungskriterium die H₂-Infrastruktur für einen Export für die Bewertung im Sinne von Auf- oder Abschlägen mitbewertet. Eine nicht vorhandene oder gering ausgebaute H₂-Infrastruktur sorgt für eine jeweils schlechtere Beurteilung und umgekehrt.

Auch das **EE-Strompotenzial** ist für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im Jahr 2030 und damit für den potenziellen Export nach Deutschland ein wichtiger Faktor. Die Bewertung dieses Auswertungskriteriums erfolgt anhand der Informationen über die Höhe des potenziell verfügbaren EE-Stromanteils im Vergleich zu dem Eigenbedarf des betrachteten Landes im Jahr 2030. Die Art der EE-Erzeugung wird hierbei auch berücksichtigt. So werden hybride Anlagenpotenziale aufgrund der höheren Volllaststunden besser bewertet als reine PV- oder Windpotenziale in einem Land.

Zur Beurteilung der **EE-Ausbaudynamik** wird der vergangene Trend (2014 – 2018) des EE-Ausbaus mit dem angestrebten Ausbauziel im Jahr 2030 verglichen. Übertrifft der Trend die Zielsetzung, erhält das jeweilige Land eine gute Bewertung (7 – 10 Punkte). Deutet der Trend auf eine Erreichung des Ausbauziels hin, so wird eine mittlere Bewertung (4 – 6 Punkte) vergeben. Lässt der Trend des vergangenen EE-Ausbaus darauf schließen, dass die Ziele voraussichtlich nicht eingehalten werden können, erhält das jeweilige Land nur eine geringe Bewertung (1 – 3 Punkte). Der Vergleich der absoluten EE-Ausbauzahlen der Länder bei Fortführung des jeweiligen Trends dient einer trennscharfen Unterscheidung für den Fall, dass verschiedene Länder ihre EE-Ausbauziele nicht erreichen werden. In diesem Fall werden hohe EE-Ausbauzahlen als positiv bewertet und erhalten einen besseren (höheren) Wert.

Das letzte Auswertungskriterium **Nachhaltigkeit Energie 2030** stellt dar, wie hoch der EE-Anteil im Jahr 2030 voraussichtlich sein wird. Ein größerer EE-Anteil an der Gesamtstromerzeugung führt dazu, dass mehr grüner Wasserstoff erzeugt werden kann – bei einem sehr hohen EE-Anteil könnte dann quasi sogar direkt der Strommix für grünen Wasserstoff verwendet werden. Folglich bedeutet ein steigender EE-Anteil eine bessere Bewertung. EE-Anteile an der Gesamtstromerzeugung unter 30 Prozent werden mit 1 – 3 Punkten benotet. Länder mit einem EE-Anteil bis einschließlich 65 Prozent, werden mit 4 – 6 Punkten bewertet. Alle Länder mit höheren EE-Anteilen erhalten 7 – 10 Punkte. Die Grenze von 65 Prozent wurde anhand des EE-Anteils im Strommix der Bundesregierung gewählt, sodass alle Länder mit höheren EE-Anteil leicht erkennbar mit der Farbe „Grün“ farblich gekennzeichnet werden.

Methodik – Kapitel 3

Erdgasabsatz Deutschland 2020

- Der Erdgasabsatz in Deutschland belief sich im Jahr 2020 nach BDEW (2020) auf 956 Terawattstunden (TWh), wobei ca. 95 Prozent des Erdgases aus dem Ausland importiert wurden.
- Benötigte Importe zur Deckung des Gesamtbedarfs abzgl. heimischer Erzeugung: 76 – 96 TWh/a.

Wasserstoffbedarfsprognosen für Deutschland 2030

- 100 (\pm 10) TWh/a Gesamtbedarf (BMW, 2020a) (NWS)
- 78 TWh/a (74 – 138 TWh/a) Gesamtbedarf (Smolinka et al., 2018) (IndWEde, NOW)
- 4 – 20 TWh/a „grüner“ Wasserstoff (Hebling et al., 2019) (Fraunhofer-Wasserstoffroadmap 2019)

Bedarfsprognose EU 2030

- 10 Mt/a „grüner“ Wasserstoff = 330 TWh/a (Küper, 2021) (EU-Wasserstoffstrategie)

Weltweite Wasserstoffproduktion derzeit zum Vergleich (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) (IEA, 2019)

- 70 Mt/a (2.300 TWh/a) aus fossilen (Energie-)Quellen (Kohle, Erdgas) 48 Mt/a (1.600 TWh/a) als Nebenprodukt

Tabelle 5: Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff – 1

Heizwert H_i	3,00 kWh/Nm ³	10,8 MJ/Nm ³
	33,33 kWh/kg	120,0 MJ/kg
1 Mio. tH₂ /a entspricht	33,3 TWh/a	120 PJ/a
	11 · 10 ⁹ Nm ³ H ₂	120 PJ
	1 TWh	3,6 PJ
	0,278 TWh	1 PJ
	0,333 · 10 ⁹ Nm ³ H ₂	3,6 PJ

Anmerkungen: Mega (M) = 10⁶ / Milliarde (Mrd.) = 10⁹ /Tera (T) = 10¹² /Peta (P) = 10¹⁵; N: Normbedingungen

Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff

Tabelle 6: Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff – 2

m³ Gas (15 °C, 0,1 MPa)	L flüssig (20,38 K, 0,1013 MPa)	kg flüssig (20,38 K, 0,1013 MPa)
1	1,188	0,0844
0,8418	1	0,0708
11,89	14,124	1

Tabelle 7: Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff – 3

Zustandsform	Temperatur	Druck	Dichte
Gasförmig	273,15 K	0,1013 MPa	Ca. 0,09 kg/m ³
	273,15 K	1 MPa	Ca. 0,9 kg/m ³
	273,15 K	5 MPa	Ca. 4,3 kg/m ³
	273,15 K	10 MPa	Ca. 8,3 kg/m ³
	298,15 K	20 MPa	Ca. 14 kg/m ³
	298,15 K	35 MPa	Ca. 24 kg/m ³
	273,15 K	50 MPa	Ca. 33 kg/m ³
	298,15 K	70 MPa	Ca. 40 kg/m ³
Flüssig	20 K	0,1013 MPa	Ca. 71 kg/m ³

5 kg-Beispiel

Tabelle 8: Umrechnungsmöglichkeiten Wasserstoff – Beispiel

	Temperatur	Druck	Volumen	Umrechnungen
5 kg H ₂ (Gas) bei	273,15 K	0,1013 MPa	Ca. 56 000 L	ca. 66,5 L (flüssig bei 20 K, 0,1013 MPa)
	298,15 K	20 MPa	Ca. 360 L	
	298,15 K	35 MPa	Ca. 210 L	
	298,15 K	70 MPa	Ca. 120 L	
5 kg H ₂ (Flüssig) bei	20 K	0,1013 MPa	Ca. 71 L	ca. 60 m ³ (Gas bei 15 °C, 0,1 MPa)

Literaturverzeichnis

Aasadnia, Majid; Mehrpooya, Mehdi (2018): Large-scale liquid hydrogen production methods and approaches: A review. *Applied Energy*, 212, 57–83.

Adam, Peter; Heunemann, Frank; von dem Bussche, Christoph; Engelshove, Stefan; Thiemann Thomas (2020): Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende: Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis. Whitepaper. Retrieved April 06, 2021, from <https://www.gascade.de/h2whitepaper>.

Agora Energiewende (2021): Phasing Out Coal in Chile and Germany - A Comparative Analysis. Von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/Energy_Partnership_Chile-Alemania_Phase-Out-Coal-Chile-Germany/20210614_CHL_Comparative_Study_Coal_Exit_CHL_GER_web.pdf abgerufen.

Agora Energiewende & AFRY (2021): No-regret hydrogen. Von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf abgerufen.

AHK (2019): Factsheet Niederlande - Allgemeine Energiemarktinformationen. Von https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Kurzinformationen/Standardfactsheets/fs_niederlande_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen.

Al-Breiki, Mohammed; Bicer, Yusuf (2020): Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting for boil-off gas and social cost of carbon. *Energy Reports*, 6, 1897–1909. Retrieved July 26, 2021, from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484720312312?via%3Dihub>.

Andersson, Joakim; Grönkvist, Stefan (2019): Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23), 11901–11919.

Arlt, Wolfgang; Obermeier, Jonas (2018): Machbarkeitsstudie - Wasserstoff und Speicherung im Schwerlastverkehr. Förderkennzeichen 03B108001/LOHC.

BCE, S. A. (2021): Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa. Von https://www.arbeitsumwelt.de/wp-content/uploads/Studie_Wasserstoff_Industrie_StiftungIGBCE_enervis.pdf abgerufen.

BDEW (2020): Die Energieversorgung 2020: - Jahresbericht -. Retrieved May 10, 2021, from <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/>.

Berstad, David; Skaugen, Geir; Wilhelmsen, Øivind (2021): Dissecting the exergy balance of a hydrogen liquefier: Analysis of a scaled-up claudie hydrogen liquefier with mixed refrigerant pre-cooling. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(11), 8014–8029.

Bildung Arbeit Soziales Umwelt (BASU) (2021): Cracking Nature first »BASU fordert offenen Dialog über die Zukunft Wilhelmshavens mit den Bürger:innen«. Wilhelmshaven. Retrieved September 22, 2021, from Bildung Arbeit Soziales Umwelt (BASU): <https://basu-whv.de/index.php?e1=70&e2=1018&e3=1049&e4=1053&mmname=21%7C04%7C20%20Cracking>.

BMWA (2005): Strategiepapier zum Forschungsbedarf in der Wasserstoff-Energietechnologie: Strategiekreis Wasserstoff des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (No. 546).

- BMWi (2020a): Die Nationale Wasserstoffstrategie. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>.
- BMWi (2021b): Altmaier legt erste Schätzung des Stromverbrauchs 2030 vor. Von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/07/20210713-erste-abschaetzungen-stromverbrauch-2030.html>.
- BMWi (2020c): Niederlande: Subventionen für klimafreundliche Energietechnik. Von <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Meldungen/Marktnachrichten/2020/20200309-niederlande.html> abgerufen.
- BMZ (2021): Grüner Wasserstoff und Power-to-X. Von <https://www.bmz.de/de/entwicklungspolitik/wasserstoff#:~:text=Im%20Rahmen%20der%20Nationalen%20Wasserstoffstrategie,%2DX%2DSektors%22%20vereinbart.&text=Die%20Referenzanlage%20soll%20demonstrieren%2C%20dass,der%20deutschen%20Entwicklungszusammenarbeit%20m> abgerufen.
- Brown, Trevor (2020): Saudi Arabia ships low-carbon ammonia to Japan: Ammonia Energy Association.
- Brückner, Nicole; Obesser, Katharina; Bösmann, Andreas; Teichmann, Daniel; Arlt, Wolfgang; Dungs, Jennifer; Wasserscheid, Peter (2014): Evaluation of industrially applied heat-transfer fluids as liquid organic hydrogen carrier systems. *ChemSusChem*, 7(1), 229–235.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2020): Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern: Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt - GGVSEB.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. Gesetz über die Beförderung gefährlicher Güter -Gefahrgutbeförderungsgesetz: GGBefG.
- Bund-Länder-Ausschuss Gas (2012): Arbeitshilfen der Länder für den Vollzug der Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV).
- Ceña, Alberto (2014): independent review of the morocco-clean and efficient energy project (p143689) to be co-financed by the clean technology fund (CTF). Download am 23.06.2021.
- Chentouf, Mohammed; Allouch, Mohamed (2018): Analysis of environmental impacts of renewable energy on the Moroccan electricity sector: A System Dynamics approach. Von https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2018/12/e3sconf_ed62018_03002.pdf abgerufen.
- Decker, Lutz (2019): Latest Global Trend in Liquid Hydrogen Production: HYPER Closing Seminar. Brüssel.
- Delta Corridor (2021): Machbarkeitsstudie Pipeline(s) Rotterdamer Hafen - Chemelot - Nordrhein-Westfalen: Der geplante Bau von vier Pipelines ist ein starker Impuls für die Wirtschaft, ein wichtiger Schritt für die Energiewende und entlastet andere Verkehrsträger. Retrieved May 31, 2021.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2020): »dena-ZWISCHENBERICHT: Der Systementwicklungsplan Deutschland«: Umsetzungsvorschlag für eine integrierte Infrastrukturplanung in Deutschland. Retrieved June 07, 2021, from <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-zwischenbericht-der-systementwicklungsplan/>.
- Deutscher Bundestag (2021): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Christopher Gohl, Michael Theurer, Grigorios Aggelidis, weiterer Abgeordneter und der Fraktion

der FDP: »Transport von Wasserstoffimporten« (No. Drucksache 19/30356). Retrieved September 22, 2021.

Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer (2016): Zielmarktanalyse Chile 2016. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_chile_2016_ee.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen.

Deutsches Maritimes Zentrum (DMZ) (2021): Kraftstoffe & Energieträger der Zukunft: Wie kann die Maritime Branche zur Begrenzung des Klimawandels beitragen?: Deutsches Maritimes Zentrum stellt erste Zwischenergebnisse zu den Studien Kraftstoffportfolio und Wasserstoff vor. Retrieved September 22, 2021, from Deutsches Maritimes Zentrum (DMZ): <https://www.dmz-maritim.de/2021/04/kraftstoffe-energietraeger-der-zukunft/>.

Diermann, Ralph (2021): Mit Ammoniak in die grüne Energie-Zukunft. Neue Zürcher Zeitung (NZZ). Retrieved September 22, 2021, from <https://www.nzz.ch/wissenschaft/mit-ammoniak-in-die-gruene-energie-zukunft-ld.1634246>.

DIHK (2016): Zielmarktanalyse Marokko - „Windenergie (Technologien zur Eigenversorgung / Zulieferindustrie)“. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_marokko_2016-wind.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen.

DNHK (2021): Der niederländische Energiemarkt. Von <https://www.dnhk.org/beratung/marktinformationen/schwerpunktbranchen/energie> abgerufen.

en:former (2021): Chile well positioned for green future. Von <https://www.en-former.com/en/chile-well-positioned-for-green-future/> abgerufen.

Energy Transition Commission (2021): Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy (The Making Mission Possible Series). Retrieved September 15, 2021, from <https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/#download-form>.

entso-e (2015): TYNDP 2016 - Scenario Development Report. Von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf abgerufen.

entso-e (2021): ENTSO-E Power Statistics. Von <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/net-gen-capacity/> abgerufen.

EnWG (2021): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz. Zuletzt geändert 10.08.2021 | 34 36.

ERIA (Ed.) (2020): Demand and Supply Potential of Hydrogen Energy in East Asia: Phase 2. ERIA Research Project Report. Jakarta.

Essler, Jürgen; Haberstroh, Christoph; Quack, Hans; Walnum, Harald T.; Berstad, David; Nekså, Petter; et al. (2012): Report on Technology Overview and Barriers to Energy- and Cost-Efficient Large Scale Hydrogen Liquefaction: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). Grant Agreement Number 278177. Retrieved February 11, 2020, from <https://www.idealhy.eu/index.php?page=publications>.

European Commission (2019): Fossil CO₂ and GHG emissions of all world countries. Von <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9d09ccd1-e0dd-11e9-9c4e-01aa75ed71a1/language-en> abgerufen.

European Commission (2020): INTEGRATED NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN 2021-2030. Von https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_final_necp_main_en.pdf abgerufen.

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2021): Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing. Ljubljana, Slowenien. Retrieved September 15, 2021, from https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure_Overview%20of%20studies.pdf.

Eurostat (2021a): Eurostat - Energy statistics. Von <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> abgerufen.

Eurostat (2021b): Versorgung, Umwandlung und Verbrauch von Elektrizität. Von https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_e/default/table?lang=de abgerufen.

FAZ.NET (2021): Wichtige Wasserstoff-Allianz wackelt; von Niklas Záboji; Meldung vom 25.05.2021; <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-energie-und-umwelt/wichtige-wasserstoff-kooperation-mit-marokko-wackelt-17356427.html>.

FCH (2020): OPPORTUNITIES FOR HYDROGEN ENERGY TECHNOLOGIES CONSIDERING THE NATIONAL ENERGY & CLIMATE PLANS. Von <https://www.fch.europa.eu/publications/opportunities-hydrogen-energy-technologies-considering-national-energy-climate-plans> abgerufen.

fertilizer europe (2013): Guidance for inspection of and leak detection in liquid Ammonia pipelines.

FNB Gas (2020a): Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen H2-Startnetz 2030. Retrieved May 25, 2020, from FNB Gas: <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-h2-startnetz-2030/>.

FNB (2020b): Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030: Entwurf. Retrieved October 20, 2020, from <https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2020/>.

Fraunhofer IEE (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Von https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaedewaerme_Final_20200529.pdf abgerufen.

Fraunhofer IEE (2021): PtX-Atlas. Von <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/> abgerufen.

Fraunhofer IGB (2021): Fraunhofer forscht für deutsch-marokkanische Wasserstoff-Initiative. Von <https://www.igb.fraunhofer.de/de/presse-medien/presseinformationen/2020/absichtserklaerung-fuer-deutsch-marokkanische-wasserstoff-initia.html> abgerufen.

Fraunhofer ISI (2015): Strommärkte im internationalen Vergleich. Von https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Industriestrompreise_Strommaerkte.pdf abgerufen.

Fraunhofer ISI (2019): Study On The Opportunities Of "Power-To-X" In Morocco - 10 Hypotheses For Discussion. Von <https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/energiepolitik-energiemaerkte/projekte/giz-ptx-morocco.html#1> abgerufen.

future:fuels (2021): Erste Großanlage zur Herstellung von E-Fuels. Retrieved May 25, 2021, from future:fuels: <https://futurefuels.blog/in-der-praxis/herstellung-von-e-fuels-im-grossen-massstab/>.

G 260 (2013-03): DVGW.

G 262 (A) (September 2011): DVGW.

Gasunie & ENERGINET (2021): Pre-feasibility Study for a Danish-German Hydrogen Network. Retrieved July 26, 2021, from <https://en.energinet.dk/Gas/Gas-news/2021/04/27/GUD-rapport>.

Gelpke, Nikolaus (2010): World Ocean Review: Living with the Oceans (World ocean review No. 1). Hamburg. Retrieved April 21, 2021, from <https://worldoceanreview.com/>.

Ghafri, Saif Al; Munro, Stephanie (2019, September 26): Liquid Hydrogen in Australia: Requirements of Further Technical Research. Hydrogen Liquefaction and Storage Symposium. Perth.

Glas, Egbert; Lehnert, Mirco; Schrader, Andreas; Strauß, Jürgen (2019): Verdichterstationen als Antrieb der Gasversorgungsnetze: Technische Sicherheit, Versorgungssicherheit und Umweltschutz im DVGW-Regelwerk. Energie | wasser-praxis. (8), 16–21. Retrieved March 16, 2020.

Global Energy Solutions e. V. (2021): Haru Oni – ein Blueprint für die internationale Produktion von eFuels?: Synthetische Kraftstoffe aus Wind, Wasser und Luft, from Global Energy Solutions e. V.: <https://global-energy-solutions.org/2021/03/02/haru-oni-ein-blueprint-fuer-die-internationale-produktion-von-efuels/>.

Government of the Netherlands (2020): Government Strategy on Hydrogen. Von <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen> abgerufen.

Hebling, Christopher; Ragwitz, Mario; et al. (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. Retrieved October 08, 2020, from <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/ueber-fraunhofer/wissenschaftspolitik/Positionen/Fraunhofer-Wasserstoff-Roadmap.pdf>.

Hinz, U., Uhlig, J., Herwartz, C., Drees, T., Bosnjak, N., Wiesner-Fleischer, K., & Reißfelder, C. (2021, September 20): Wie Wasserstoff von der Erzeugung zum Verbraucher kommt: Online-Workshop. Kopernikus-Projekte.

Horizonte Group (2021): Spanien führt neue zeitvariable Stromtarife ein: Was steckt dahinter? Von https://www.horizonte.group/spanische_tarife/ abgerufen

Hydrogen Europe (2020): Ammonia as fuel for shipping: Challenges and opportunities.

IEA (2020): World Energy Outlook 2020. Retrieved January 06, 2021.

IEA (Ed.) (2019): The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. Frankreich: International Energy Agency.

IEA (2018a): Morocco - Key energy statistics. Von <https://www.iea.org/countries/morocco> abgerufen.

IEA (2018b): Spain - Key energy statistics. Von <https://www.iea.org/countries/spain> abgerufen.

IEA (2018c): Chile - Key energy statistics. Von <https://www.iea.org/countries/chile> abgerufen.

IEA (2018d): Chile 2018. Von <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8c16efa0-41b1-47be-b12a-a29483a0c635/EnergyPoliciesBeyondIEACountriesChile2018Review.pdf> abgerufen.

IEA (2019a): Morocco - 2019. Von https://iea.blob.core.windows.net/assets/138e3195-d0e6-4345-a66c-92ebe4abbeaf/Energy_Policies_beyond_IEA_Countries_Morocco.pdf abgerufen.

IEA (2019b): The Future of Hydrogen. Von https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf abgerufen.

IEA (2020): The Netherlands 2020. Von https://iea.blob.core.windows.net/assets/93f03b36-64a9-4366-9d5f-0261d73d68b3/The_Netherlands_2020_Energy_Policy_Review.pdf abgerufen.

IEA (2021): Spain 2021 - Energy Policy Review. Von <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2f405ae0-4617-4e16-884c-7956d1945f64/Spain2021.pdf> abgerufen.

International Transport Forum - OECD (2016): Ports Policy Review of Chile. Retrieved May 26, 2021, from <https://www.itf-oecd.org/ports-policy-review-chile>.

IRENA (2019): Renewable Capacity Statistics 2020.

IRENA (2020): Renewable Capacity Statistics 2020. Von https://drive.google.com/drive/u/0/folders/18yrwj4n8doaHQfiwP4yA9McIE_Jx6XkS abgerufen.

Kakoulakia, G.; Kougiassa, I.; Taylora, N.; Dolcib, F.; Moyab, J.; Jäger-Waldau, A. (2021): Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. Von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890420311766?via%3Di-hub> abgerufen.

Klement, Jürgen; Schröder, Holger; Schuhmann, Kai-Uwe (2020): Status der H2-Readiness bei häuslichen, gewerblichen und industriellen Gasanwendungen. *Energie | wasser-praxis*. (12), 72–77. Retrieved May 10, 2021, from <https://www.energie-wasser-praxis.de/heftarchiv/2020/12/>.

Klimaataakkoord (2019) Von <https://www.klimaataakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaataakkoord> abgerufen.

Küper, Malte (2021): Grüner Wasserstoff: Grundpfeiler für mehr Klimaschutz (IW-Kurzbericht No. 32/2021). Institut der deutschen Wirtschaft (IW). Retrieved July 28, 2021, from <https://www.iwkoeln.de/studien/malte-kueper-grundpfeiler-fuer-mehr-klimaschutz-509903.html>.

Linke, Gerald; Gröschl, Frank; Brandes, Frederik (2021): Zukunftsmarkt Wasserstoff: Position und Maßnahmen des DVGW. *Energie | wasser-praxis*. (4), 24–29. Retrieved May 06, 2021, from <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-zukunftsmarkt-h2-dvgw-positionen-massnahmen-linke-2104.pdf>.

MacDonald, Mott (2010): Supplying the EU Natural Gas Market: Final report. Retrieved January 14, 2020.

Marewski, Ulrich; Engel, Christian; Steiner, Michael (2020): Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen zum Transport von Wasserstoff. *3R Fachzeitschrift für sichere und effiziente Rohrleitungssysteme*. (1/2), 55–64. Retrieved June 01, 2021, from <https://www.vulkan-shop.de/umstellung-von-bestehenden-erdgasleitungen-zum-transport-von-wasserstoff>.

Martin, L. S., Witzemann, M., Del Maestro, A., Jean, G., Delannoy, F., & Betz, S. (2021): Laying the foundations of a low carbon hydrogen market in Europe: Hydrogen as the cornerstone of energy transition. Retrieved August 04, 2021, from <https://www.strategyand.pwc.com/>.

Matthes, C., Braungardt, S., Bürger, V., Göckeler, K., Heinemann, C., Hermann, H., et al. (2021): Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland: Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. Retrieved September 22, 2021, from <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/die-wasserstoffstrategie-20-fuer-deutschland>.

- Merten, Frank; Scholz, Alexander; Krüger, Christine; Heck, Simon; Girard, Yann; Mecke, Marc; Goerge, Marius (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung: Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW). H2ImpProCon. Retrieved December 02, 2020, from https://wupperinst.org/suche/?tx_kesearch_pi1%5Bsword%5D=lohc.
- Milella, Vito; Nachbar, Bodo; et al. (2020): Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz. Wiesbaden: LandesEnergieAgentur Hessen GmbH (LEA). Retrieved May 18, 2021.
- Ministerio de Energía (2020): National Green Hydrogen Strategy. Von https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf abgerufen.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) (2020): Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. Von https://www.miteco.gob.es/images/es/h2executivesummary_tcm30-513831.pdf abgerufen.
- Momoh, Mohammed (2021, August 04): Nigeria planning trans-Sahara gas pipeline, designed to reach Europe: The EastAfrican.
- Müller, Karsten (2018): Wasserstoffspeicherung in LOHCs. In K. Müller (Ed.), Zielführende Weiterentwicklung von Energietechnologien. Nutzung von Stoffdatenscreening zur Optimierung von thermochemischen Prozessen (pp. 67–98). Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Nationaler Wasserstoffrat (2021): Wasserstofftransport: Positionspapier. Retrieved August 02, 2021, from <https://www.wasserstoffrat.de/aktuelles/pressemitteilung-vom-16072021>.
- Navigant (2019): Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Von https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/Gr%C3%BCner%20Wasserstoff_Internationale%20Kooperationspotenziale%20f%C3%BCr%20Deutschland_finale%20Version.pdf abgerufen.
- NCE Maritime Cleantech (2019): Norwegian future value chains for liquid hydrogen.
- Niermann, M., Drünert, S., Kaltschmitt, M., & Bonhoff, K. (2019): Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. *Energy & Environmental Science*, 12(1), 290–307.
- OGE (2021): HyDeal Ambition: europaweit grüner Wasserstoff zum Preis fossiler Brennstoffe. Von <https://oge.net/de/pressemitteilungen/2021/hydeal-ambition-europaweit-gruener-wasserstoff-zum-preis-fossiler-brennstoffe> abgerufen.
- ONEE (2015): Energie Electrique / Rapport d'Activites 2015. Von <http://www.one.org.ma/FR/pages/interne.asp?esp=2&id1=10&id2=73&t2=1> abgerufen.
- ONEE (2019): Energie Electrique / Rapport d'Activites 2019. Von <http://www.one.org.ma/FR/pages/interne.asp?esp=2&id1=10&id2=73&t2=1> abgerufen.
- Papavinasam, Sankara (2014): Corrosion control in the oil and gas industry. Amsterdam: GPP Gulf Professional Publ./Elsevier.
- Papp, Christian; Wasserscheid, Peter; Libuda, Jörg; Steinrück, Hans-Peter (2014): Wasserstoff, chemisch gespeichert. *Nachrichten aus der Chemie*, 62(10), 963–969.
- Peschka, Walter (1992): Liquid Hydrogen: Fuel of the future. Vienna: Springer Vienna.

Pfennig, Maximilian; von Bonin, Michael; Gerhardt, Norman (2021): PtX-Atlas: Weltweite Potenzial für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen: Teilbericht im Rahmen des Projektes: DeV-KopSys. Retrieved September 22, 2021.

Pickford, Kit (2021): An Assessment of the Techno-Economic, Geopolitical and Strategic Feasibility of Exporting Hydrogen from Iceland to Europe. MSc Thesis, Reykjavík University, Reykjavík, Island. Retrieved August 2, 2021, from <https://en.ru.is/ise/research/research-projects/an-assessment-of-the-techno-economic-geopolitical-and-strategic-feasibility-of-exporting-hydrogen-from-iceland-to-europe>.

Pielow, Johann-Christian (2021): Rechtsgutachten zur Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff mit dem EU-Recht. Retrieved April 27, 2021, from <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/beitraege/rechtsgutachten-zur-vereinbarkeit-gemeinsamer-netzentgelte-fuer-erdgas-und-wasserstoff-mit-dem-eu-recht/>.

Port of Rotterdam (2020): Leitlinien zu Rotterdam als Wasserstoffdrehzscheibe: Gesamtkonzept Hafenbetrieb Rotterdam.

Port of Rotterdam (2020a): Rotterdam entwickelt sich zur Wasserstoffdrehzscheibe für Deutschland. Retrieved February 24, 2021, from Port of Rotterdam: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/rotterdam-entwickelt-sich-zur-wasserstoffdrehzscheibe-fuer>.

Port of Rotterdam (2020b): Ein Abkommen zur Untersuchung der Exportmöglichkeiten von grünem Wasserstoff aus Island nach Rotterdam, from Port of Rotterdam: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/ein-abkommen-zur-untersuchung-der-exportmoeglichkeiten-von>.

Port of Rotterdam (2021): Rotterdam setzt auf Wasserstoff: Wie der Bau der ersten Wasserstofffabrik Shell Hydrogen Holland I der grünen Wasserstoffwirtschaft in den Niederlanden einen Impuls verleiht. Ein Gespräch mit Randolf Weterings vom Hafenbetrieb Rotterdam und Lijs Groenendaal von Shell. Retrieved August 16, 2021, from <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/rotterdam-setzt-auf-wasserstoff>.

Port of Rotterdam (2021): Rückgrat für Wasserstoffinfrastruktur im Rotterdamer Hafen einen Schritt nähergekommen. Retrieved May 05, 2021, from Port of Rotterdam: <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/rueckgrat-fuer-wasserstoffinfrastruktur-im-rotterdamer-hafen>.

Preuster, Patrick; Papp, Christian; Wasserscheid, Peter (2017): Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy. *Accounts of chemical research*, 50(1), 74–85.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann: Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende (No. 209/01-ES-2021/DE). Retrieved May 19, 2021, from <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>.

REE (2021): Red Eléctrica de Espana. Von <https://www.ree.es/es> abgerufen.

RES-Legal (2021): Netherlands: Overall Summary. Von <http://www.res-legal.eu/search-by-country/netherlands/> abgerufen.

Reuß, Markus; Dimos, Paris; Léon, Aline; Grube, Thomas; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2021): Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050. *Energies*, 14(11), 3166.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse: Stellungnahme. Berlin. Retrieved July 06, 2021, from https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.html.

Sahel and West Africa Club (2017): Morocco, Nigeria plan for a trans-African gas pipeline. Retrieved May 13, 2020, from <http://www.west-africa-brief.org/content/en/morocco-nigeria-plan-trans-african-gas-pipeline>.

Saul, Jonathan (2021): Too cold to handle? Race is on to pioneer shipping of hydrogen: Reuters.

Scherrer, Aline; Burghard, Uta (2020): Synthetisches Methan für Lkw und Schiffe – Akteurslandschaft und Marktentwicklungsvoraussetzungen in Deutschland: Zwischenergebnisse der Akzeptanzforschung im Projekt MethSys. Working Paper Sustainability and Innovation (No. No. S 10/2020). Karlsruhe. Retrieved July 22, 2021, from https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2020/WP-10-2020_MethSys-Akteure-fv.pdf.

Schulz, Matthias (2019): Die Zeichen stehen auf Wasserstoff. Von <https://www.energie-wasser-praxis.de/technik/artikel/die-zeichen-stehen-auf-wasserstoff/> abgerufen

Scipioni, Antonio; Manzardo, Alessandro; Ren, Jingzheng (2017): Hydrogen economy: Supply chain, life cycle analysis and energy transition for sustainability. London, United Kingdom, San Diego, CA: Academic Press.

Sea-distances (2021): Online tool for calculation distances between sea ports. Retrieved July 27, 2021, from <https://sea-distances.org/>.

Sekkesæter, Øyvind (2019): Evaluation of Concepts and Systems for Marine Transportation of Hydrogen. Master Thesis, NTNU, Trondheim, Norwegen.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas et al. (2018): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme: Studie IndWEDe.

Technischer Hinweis – Merkblatt, G 409 (M) (September 2020).

Teichmann, D. (2015): Konzeption und Bewertung einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis flüssiger Wasserstoffträger (LOHC). Zugl.: Erlangen-Nürnberg, Univ., Diss., 2014. Berichte aus der Energietechnik. Aachen: Shaker.

TENNET (2021): Jahreshöchstlast. Von <https://www.tennet.eu/de/e-insights/energiewende/jahreshoehchstlast/> abgerufen.

The International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL) (2019): LNG Ships: LNG Information Paper. Update (No. 3). Retrieved May 05, 2021, from https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/About_LNG/4_LNG_Basics/giignl2019_infopapers3.pdf.

Togliattiazot (2020): Production: Togliattiazot is the only chemical company in the world with production capacity of about 3 million tons of ammonia annually. Retrieved April 15, 2020, from <https://www.toaz.ru/en/production-eng>.

- transelec (2021): Who we are. Von <https://www.transelec.cl/who-we-are/> abgerufen.
- Tronstad, T., Åstrand, H. H., Haugom, G. P., & Langfeldt, L. (2017): Study on the use of fuel cells in shipping. Hamburg: EMSA European Maritime Safety Agency.
- Uniper SE (2021): Uniper will Wilhelmshaven zum Knotenpunkt für klimafreundlichen Wasserstoff machen. Retrieved April 29, 2021, from Uniper SE: <https://lng-wilhelmshaven.com/>.
- Verordnung über Gashochdruckleitungen: GasHDrLtgV (2019).
- Vries, Niels de (2019): Safe and effective application of ammonia as a marine fuel. Master Thesis, TU Delft, Delft.
- Wachsmuth, Jakob et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Forschungskennzahl 3716 43 100 0. Dessau: UBA.
- Wang, Anthony et al. (2021): Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen: European Hydrogen Backbone. A cooperation with gas for climate A path to 2050. Retrieved September 15, 2021, from <https://gasforclimate2050.eu/publications/>.
- Waterstof Magazine (2021): Chile: Approval for hydrogen-based E-fuel plant. Retrieved May 25, 2021, from Waterstof Magazine: <https://www.waterstofmagazine.nl/nieuws/11-nieuws/1317-chili-goedkeuring-voor-fabriek-voor-e-fuel-op-basis-van-waterstoff>.
- Watson Farley & Williams (2021): The Spanish Hydrogen Strategy. Von <https://www.wfw.com/articles/the-spanish-hydrogen-strategy/> abgerufen.
- Weltenergieerat (2018): International aspects of a power-to-x roadmap, October 18th, 2018, from https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf.
- West, J. E. (2003): The Economics of Small to Medium Liquid Hydrogen Facilities. CryoGas International. (May), 28–33, from http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjWrYz-u8nnAhXL8qQKHTBYBMMQFjAAegQIAhAB&url=http%3A%2F%2Fwww.rmwsolutions.net%2Fpub3.pdf&usg=AOvVaw0QYmdCGGeGjH_OC-1QZYLX.
- Wijk, Ad van (2020): Hydrogen The bridge between Africa and Europe. In M. P. C. Weijnen & Z. Likzo (Eds.), Shaping an inclusive energy transition. Springer.
- Wilmsmeier, Gordon; Hoffmann, Jan; Sanchez, Ricardo J. (2006): The Impact of Port Characteristics on International Maritime Transport Costs. *Research in Transportation Economics*, 16, 117–140.
- Wilmsmeier, Gordon; Sanchez, Ricardo J. (2017): Evolution of national port governance and interport competition in Chile. *Research in Transportation Business & Management*, 22, 171–183.
- World Bank Group (2020): Doing Business 2020. Von <https://documents1.worldbank.org/curated/en/688761571934946384/pdf/Doing-Business-2020-Comparing-Business-Regulation-in-190-Economies.pdf> abgerufen.
- World Port Source. Retrieved May 26, 2021, from http://www.worldportsource.com/ports/port-Call/CHL_Port_of_Punta_Arenas_1746.php.

Wuppertal Institut (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Von <https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf> abgerufen.

Yang, Christopher; Ogden, Joan (2007): Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(2), 268–286.

Zeelink GmbH & Co. KG (2021): ZEELINK: Fernleitung und technische Anlagen sind startklar: Die technische Inbetriebnahme eines der größten Infrastrukturprojekte Deutschlands ist erfolgt, from Zeelink GmbH & Co. KG:.

Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe e. V. (ZDS) (2021): Seehäfen in der Energiewende: Wasserstoff: Arbeitspapier (No. II-310). Hamburg. Retrieved August 11, 2021, from <https://zds-seehaefen.de/>.